

in Güssing
2-tägig
mit Exkursion

Highlights der Bioenergieforschung

Nationale und internationale Ergebnisse

zu den IEA Schwerpunkten

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

9. und 10. Juni 2010

25/2010

Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie, Güssing

Programm

Tag 1 – 9. Juni 2010

BEGRÜSSUNG UND EINFÜHRUNG

Moderation: M. Ammer, BMVIT

- 13:00 Anmeldung und Information**
A. Kopitar, IFA-Tulln
- 14:00 Begrüßung**
M. Paula, BMVIT
- 14:15 Impulsvortrag: Strategien zur Stärkung der Region**
H. Wohlmeyer
- 15:00 PAUSE**

SESSION 1: IEA BIOENERGY

Moderation: K. Könighofer, Joanneum Research

- 15:40 Neueste Entwicklungen in IEA Bioenergy**
J. Spitzer, IEA Bioenergy ExCo
- 16:00 Task 37 – Biogas: Nutzungspfade der Biogastechnologie**
R. Braun, Universität für Bodenkultur Wien
- 16:20 Task 33 – Gasification: Methan aus Holz;
Österreichische und internationale Aktivitäten**
R. Rauch, Technische Universität Wien
- 16:40 Task 38 – Green House Gas Balances: Treibhausgasbilanzierung und
andere Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie**
S. Woess-Gallasch und J. Pucker, JOANNEUM RESEARCH
- 17:00 Resümee des Tages**
T. Zillner, BMVIT
- 17:20 PAUSE**

- 19:30 ABENDESSEN**
Burg Güssing

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Weitere Informationen zu dieser Reihe unter www.NachhaltigWirtschaften.at

Tag 2 – 10. Juni 2010

SESSION 2: NUTZUNGSPFADE VON BIOGAS

Moderation: P. Holubar, IFA-Tulln

- 09:00 Aufbereitung und Verwertung von Abfall und Klärschlamm als Rohstoff zur Netzeinspeisung**
Ch. Domes, EVN
- 09:20 Biogasnetzintegration auf Basis von organischen Abfällen**
N. Machan, Energie Steiermark AG
- 09:40 Biogas als Treibstoff am Beispiel Margarethen am Moos**
H. Bala, TBB Consulting
- 10:00 Biogas als Schlüsseltechnologie zur Energieautarkie eines Schlachtbetriebes**
M. Ortner, IFA-Tulln
- 10:20 PAUSE**

SESSION 3: FEDERFÜHRENDE BIOGASPROJEKTE IN DER EU

Moderation: R. Kirchmayr, enbasys GmbH

- 11:00 Implementation of the Biogas-Technology in Spain**
J. Marta Alvarez, Universität Barcelona
- 11:20 Energiebereitstellung durch die anaerobe Fermentation von NAWARO in Deutschland**
E. Fischer, DBFZ Leipzig
- 11:40 EU-Projekt: Biogas im Dialog – Akzeptanz fördern**
W. Baaske, STUDIA
- 12:00 Current Situation and Best Practise Examples in the Czech Republic**
J. Stambasky, Tschechischer Biogasverband
- 12:20 Resümee des Tages**
T. Zillner, BMVIT
- 12:35 PAUSE**

EXKURSION: HIGHLIGHTS AUS DEM BEZIRK GÜSSING

Exkursion: R. Zweiler, Güssing Energy Technologies GmbH

- 13:30 Treffpunkt und Einführungsvortrag im EEE**
- 14:00 Ziel 1: Biomassekraftwerk Güssing**
- 15:00 Ziel 2: Biogasanlage Strem**
- 16:00 ENDE**



Strategien zur Stärkung der Region

9. Juni 2010

H. Wohlmeyer



Zukunftsfähiges Handeln erfordert

- Orientierungswissen
- darauf basierendes Zielwissen
- zielgerichtet gewähltes Umsetzungswissen



Wissen ist eine „Holschuld“

Problem der Auswahl aus der Fülle
an Information



Orientierungswissen I

- Wie steht es um das <Raumschiff Erde>?:
- Über 850 Millionen Menschen hungern und ein Drittel ist schlecht ernährt.
Eine solche Welt ist nicht friedensfähig.
- Die Ausstattung mit bebaubarem Boden pro Kopf sinkt demnächst unter 2000 m².
D. h. die Nahrungsknappheit ist nicht mehr nur ein Verteilungsproblem, sondern ein absolutes.



Orientierungswissen II

Wir Leben in einer Stoffstromkrise –
Die Klimaproblematik (Treibhausgase)
ist nur das am besten bekannte Teilphänomen
sowie
Höchst verletzlichen Versorgungssystemen
bei Energie, Nahrung und Rohstoffen



Die beste Orientierung gibt der
Rückblick aus der Zukunft

Dieser erfordert die vielfältige Nutzung
aller Flächen, die direkt oder indirekt
Sonnenenergie für Nutzenergie,
Nahrung und Rohstoffe
binden können.



Der Weg: Beachtung der Systemprinzipien der Biosphäre als zentrales Gebot der Zukunftsfähigkeit

D. h. insbesondere

- Solare Orientierung der Energiesysteme
- Kreislaufprinzip bei den Materialströmen
- Kaskadische Nutzung von Energie- und Material
- Biodiversität (Vielfalt ermöglichende Kultursysteme)
- Dezentralisierung und Vernetzung (Regionalisierung)



Konsequenz:

The best you can do for our planet is to produce and consume locally

Lester Brown, Gründer des Worldwatch Institute



Vernetzte Autarkie als not-wendende Zielvorstellung

D. h.

Bestmögliche lokale Grundversorgung bei Lebensmitteln, Energie und Rohstoffen



Zielwissen

Die zentrale Frage der Zukunft ist:
Wie erzielt man eine maximale, nachhaltige Nettoernte an Sonnenenergie in für den Menschen nutzbarer Form.



Die Vision von Güssing
*Technische, betriebswirtschaftliche,
volkswirtschaftliche und
wirtschaftspolitische Hinterfragung der
Vision einer kreislaforientierten
Bedarfsdeckung für die Region Güssing
Dezember 1992*



Umsetzungswissen 1

**Energie- Rohstoff- und
Ernährungssicherheit sowie
Wohlbefinden
spendende Kulturlandschaften
als unverzichtbare Menschenrechte
thematisieren, und die angepasste
Technik einfordern und entwickeln**



Umsetzungswissen 2

**Energie- und Ernährungs- und
Rohstoffraumplanung
als neue Schlüsseldisziplinen**
(gesamthafter Ansatz in der Raumplanung
und in der technischen Innovation)



Umsetzungswissen 3

- Die zukunftsichernden Funktionen des Ländlichen Raumes konkretisieren, katalogisieren und diskutieren
- Für die notwendigen Rahmenbedingungen sorgen:
Insbes. auch einnahmenseitige Sanierung der Budgets durch eine **Strategische Steuerreform** (bit-Steuer, Kapitalumsatzsteuer, Mehrgeldsteuer, Besteuerung des Verbrauches endlicher Ressourcen und von Großvermögen)



Umsetzungswissen 4

Dezentralisierung und Vernetzung
der Versorgungssysteme als
Schlüsselstrategie. Dadurch
Verminderung der Stoffströme,
geringere Verletzlichkeit und
lokale Wertschöpfung



Umsetzungswissen 6

Auch institutionelle Innovationen
andenken
z. B.
Gemeindeübergreifende Initiativen
Lokales Wikipedia (Nachhaltigkeit,
lokale Wertschöpfung, Kulturlandschaft)



Umsetzungswissen 5

Innerhalb der Rahmensetzungen
lokale Potenziale nutzen.

Beispiele:

Regionale Bedarfsdeckung Güssing
Regionalentwicklung Waldviertel
Biosphärenpark Großes Walsertal



Umsetzungswissen 7

Gesamthaft denken
Beharrlich überzeugend diskutieren
Mit erreichbaren Zielen beginnen,
aber die Vision nicht aus den Augen
lassen und dadurch
Der Zukunft eine Richtung geben!

Neueste Entwicklungen in IEA Bioenergy

Josef Spitzer

Highlights der Bioenergieforschung

Güssing, 9. – 10. Juni 2010

Inhalt

- **Organisation, österreichische Beteiligung**
- **Ziele und Produkte von IEA Bioenergy**
- **Neue Entwicklungen**

Organisation

- Grundlage ist das „Bioenergy Implementing Agreement“ der IEA (verlängert bis 2014)
- Die F&E- und umsetzungsbezogenen Aktivitäten werden in 11 „Tasks“ durchgeführt
- Steuerung, Budgetverwaltung und Koordination
 - Executive Committee
 - Sekretariat
 - Technical Coordinator (neu)

Organisation in Österreich

- Österreich ist seit 1978 Mitglied in IEA Bioenergy und nimmt an 7 der 11 Tasks teil
- Förderung der Teilnahme durch BMVIT, Vertragsabwicklung durch FFG
- JOANNEUM RESEARCH unterstützt BMVIT
 - Informationsveranstaltungen und -verbreitung
 - Sitzungen des Executive Committees
 - Kontakt zum Sekretariat

Teilnehmer an IEA Bioenergy (24)

- Australia
- Austria
- Belgium
- Brazil
- Canada
- Croatia
- Denmark
- European Commission
- Finland
- France
- Germany
- Italy
- Ireland
- Japan
- Korea (seit 2010)
- Netherlands
- New Zealand
- Norway
- South Africa
- Sweden
- Switzerland
- Turkey (seit 2010)
- United Kingdom
- United States

Österreichische Beteiligungen

- **Task 32: Biomass Combustion and Co-firing**
OA: Niederlande; TL: J. Koppejan; TN: 12; NTL: **Ingwald Obernberger**
- **Task 33: Thermal Gasification of Biomass**
OA: USA; TL: R. Bain; TN: 11; NTL: **Reinhard Rauch**
- **Task 37: Energy from Biogas and Landfill Gas**
OA: EC; TL: D. Baxter; TN: 13; NTL: **Rudolf Braun**
- **Task 38: Greenhouse Gas Balances of Biomass and Bioenergy Systems**
OA: **Österreich**; TL: **Neil Bird**; TN: 9; NTL: **Susanne Wöss-Gallasch**
- **Task 39: Commercialising 1st and 2nd Generation Liquid Biofuels**
OA: Kanada; TL: J. Saddler; TN: 14; NTL: **Manfred Wörgetter**
- **Task 40: Sustainable International Bioenergy Trade**
OA: Niederlande; TL: A. Faaij; TN: 13; NTL: **Lukas Kranzl**
- **Task 42: Biorefineries: Co-production of Fuels, Chemicals, Power ...**
OA: Niederlande; TL: E. de Jong; TN: 12; NTL: **Gerfried Jungmeier, Michael Mandl**

Strategic Plan

Vision:

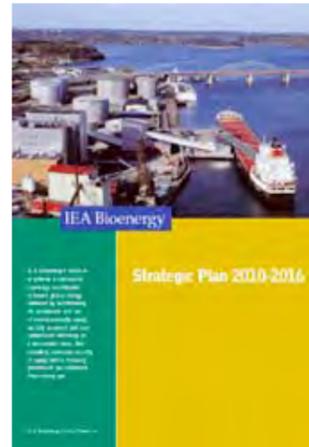
- Substantial bioenergy contribution to future global energy demands
- Increased security of supply
- Reducing greenhouse gas emissions

Mission:

- Commercialisation and market deployment of environmentally sound, socially acceptable, and cost-competitive bioenergy
- Advise policy and industrial decision makers

Strategy:

- Provide an international forum for sharing information and developing best practices
- Produce authoritative information on key strategic issues affecting deployment



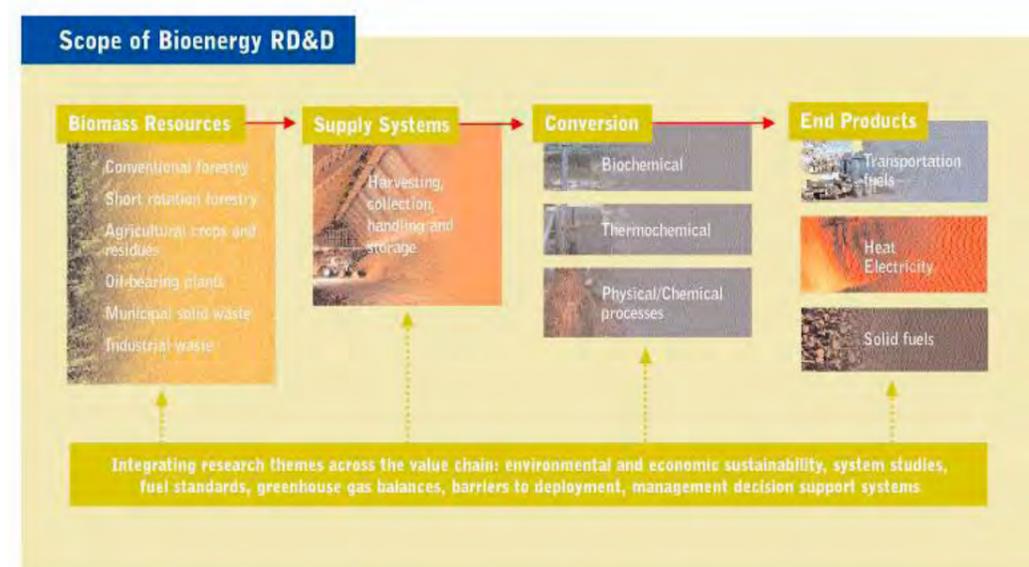
Allgemeine Publikationen

- Strategic position papers
- Annual Reports
- Newsletters (vierteljährlich)



<http://www.ieabioenergy.com>

Themen von IEA Bioenergy



Strategic Workshops

- Integrated waste management and utilisation of the products for energy
- Availability of biomass resources
- The biorefinery concept
- Biofuels for transport - part of a sustainable future
- Bioenergy – the impact of indirect land use change
- Algae the future for bioenergy?
- Developing sustainable trade in bioenergy



Aktuelles 2010

- ▶ **Neue Teilnehmer:** Südkorea und Türkei; Interessenbekundungen einiger Länder
- ▶ **Seit 2010:** Task 43: Biomass Feedstocks
- ▶ **ExCo Meetings:** Verstärkte Interaktion zwischen ExCo und den Tasks durch zusätzliche Halbtags-Seminare zu den Taskergebnissen und zu aktuellen Themen
- ▶ **Neuer Technical Coordinator:** Arthur Wellinger

„Nutzungspfade der Biogastechnologie“

Rudolf Braun

Institut für Umweltbiotechnologie
Interuniversitäres Department für Agrarbiotechnologie IFA-Tulln
Universität für Bodenkultur
Konrad Lorenzstraße 20
A-3430 Tulln

Rudolf.Braun@boku.ac.at
<http://www.ifa-tulln.ac.at>

Nutzen der österreichischen Beteiligung

- Internationaler Wissensaustausch für die österreichische F&E
- Internationale Verbreitung der Ergebnisse der österreichischen F&E
- Anbahnung internationaler F&E-Projekte
- Aufbau von Kontakten österreichischer Unternehmen zu internationalen Firmen

Inhaltsübersicht

- Klassische Anwendungen der Methangärung
- Biogas in der Landwirtschaft – Energiepflanzen
- Gegenwärtiger Status der Biogasanwendungen
- Nutzungsarten von Biogas
- Entwicklungspotenziale



DEPONIEGASERFASSUNG



KLÄRSCHLAMMFAULUNG



INDUSTRIEABWASSER(VOR)REINIGUNG



BIOABFALLVERGÄRUNG



ENERGIEPFLANZENVERGÄRUNG

LANDWIRTSCHAFTLICHE BIOGASANLAGEN



Biogasanlagen in Österreich (2008)

Substrat- quelle / Abfall	Anlagenanzahl	Mio m ³ Biogas pro Jahr	% Anteil
Deponien	62 Deponiegasanlagen	45-100	21.3
Klärschlamm	134 Faultürme	75 - 100	25.8
Landwirtsch. ¹	~350 Biogas- u. Co- Fermentations Anlag.	121 - 182	44.6
Industrie ¹	25 Anaerobe Abw. Vorreinigungsanlag.	9 - 14	3.4
Gemeinden und Verbände ¹	~30 Bio-Abfall Vergärungsanlagen	15 - 18	4.9
TOTAL		265 - 414	100

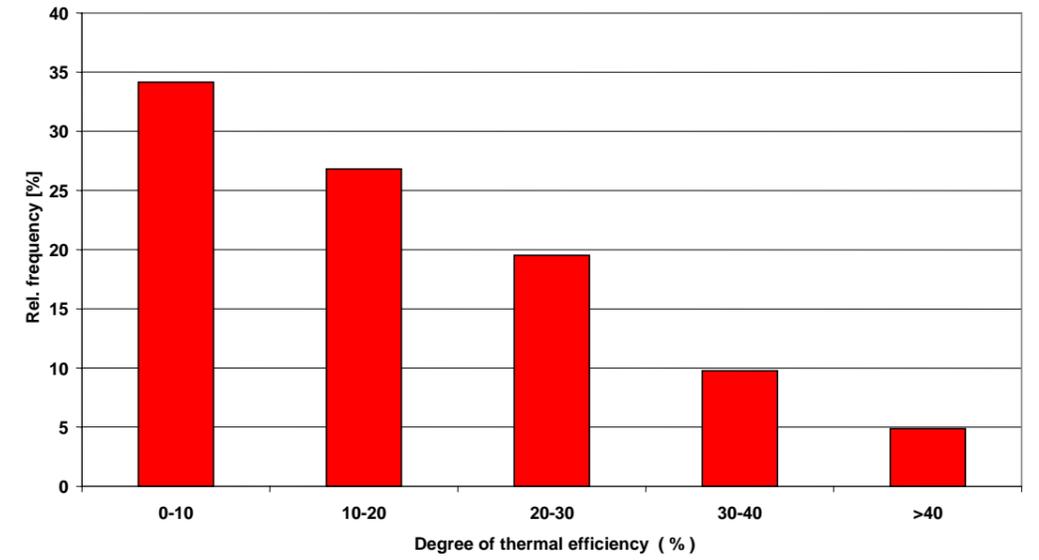
¹⁾ Schätzwert 2008

BIOGASNUTZUNG

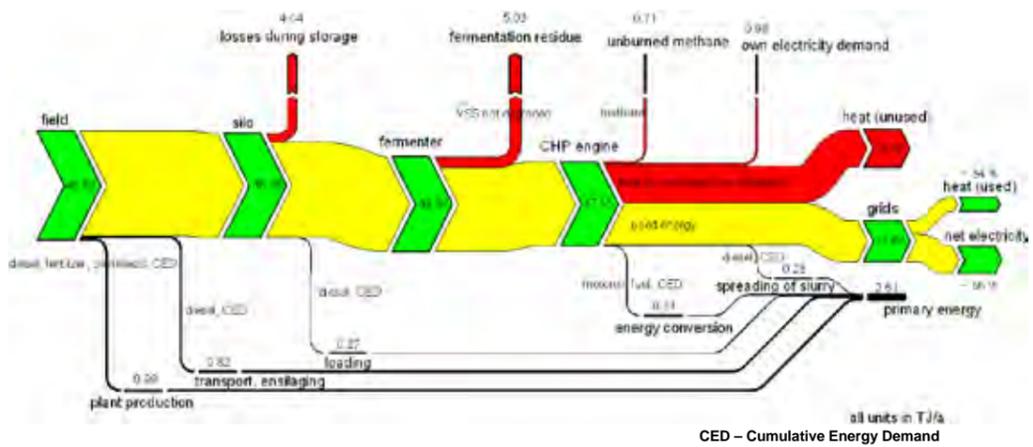
STROM & WÄRME



Degree of thermal efficiency



Energy flow during energy crop production-, digestion- and energy use



TREIBSTOFF BIOGAS



Content	
Introduction	4
Composition of biogas	5
Cleaning of biogas	6
Removal of water	6
Removal of hydrogen sulphide	7
Removal of oxygen and nitrogen	8
Removal of ammonia	8
Removal of siloxanes	8
Removal of water	8
Removal of particulates	9
Full scale technology for biogas upgrading	9
Pressure Swing Absorption (PSA)	9
Absorption	10
Membranes	11
Comparison of different upgrading techniques	12
New developments in upgrading technology	12
Cryogenic upgrading	12
In situ methane extraction	14
Ecological long	14
Removal of methane from the off-gas	15
List of upgrading plants	16
List of biogas upgrading plant providers	18
References	19
Abbreviations and definitions	19

BIOGAS AUFBEREITUNGSANLAGEN

Standort	Inbetriebnahme	Verfahrenstechnik	Kapazität (Rohgas)
Bruck / Leitha	2007	Gas permeation	180 Nm ³ / h
Pucking	2005	PSA	10 Nm ³ / h
Leoben	2009	Amine	140 Nm ³ / h
Linz	Geplant		
St. Margarethen am Moos	2007	Membrane	25 kg CH ₄ / h (300 bar)
Eugendorf	2008	Gemisch Methan (80 %) und Biogas (20%)	22 Nm ³ / h

Potenziale ?

- Deponiegas / Faulgas (Klärschlamm)
- Industrieabfälle
- Kommunalabfälle
- Gülle & Festmist
- Nachwachsende Rohstoffe

Industrieabfälle und Kommunalabfälle:

Mögliches zusätzliches Faulraumvolumen zur Anaerobbehandlung

185.000 t / Jahr div. Kommunalabfälle
 593.000 t / Jahr div. Industrieabfälle
20.000 t / Jahr Glycerin aus Biodieselproduktion

798.000 t / Jahr verfügbare Abfälle gesamt
 - 50.000 t / Jahr freie Kapazitäten bestehender Anlagen
 - 550.000 t / Jahr bereits genutzte Abfälle
 200.000 t / Jahr verfügbare Abfälle
 400.000 m³ / Jahr : 365 = [1.110 m³ / Tag] x 25 Tage Hydraulische Verweilzeit

= 27.500 m³ Erforderliches Zusatz Faulraumvolumen



Highlights der Bioenergieforschung 9. 6. 2010



25.6 % des PEB aus Erneuerbaren Energiequellen (Statistik Austria, 2007)

Wasserkraft	129.6 PJ ≈ 9.12 % des PEB ¹⁾
Sonstige	230 PJ ≈ 16 % des PEB
Summe Erneuerbare	359.6 PJ ≈ 25.6 % des PEB
¹⁾ Primärenergiebedarf (PEB) in Österreich: 1,421 PJ	
SONSTIGE	
Brennholz	28 %
Hackschnitzel	24.5
Pellets	3.7 %
Forstrückstände	5.2 %
Stroh	0.9 %
Abfall (Müll)	13.2 %
Ablauge der Zellstoffherstellung	10.9
Rapsöl / RME / Bioäthanol	3 %
Geothermie & Wärmepumpen	1.9 %
Biogas, Klärgas, Deponiegas	2.2 %
Windenergie	2.3 %
Solarthermie	2.8 %
Photovoltaik	0.04
Diverses	1.4
Summe	100,0 %



Highlights der Bioenergieforschung 9. 6. 2010



Nachwachsende Rohstoffe:

Mögliches Biomassepotenzial

Landwirtschaftliche Brachflächen

97.000 - 176.400 ha kurzfristig (Kaltschmitt & Streicher, 2009)
 250.000 ha mittelfristig (2015) (BMLFUW, 2008)
300.000 - 400.000 ha langfristig (2020) -"-

Annahme: zu 100 % verfügbar!

970.000 - 4.000.000 t TS / Jahr : 3.000 t TS Biomassebedarf je 500 kW_{el}

= 323 - 1.333 Biogasanlagen

(597 - 2.466 Mill. m³ Biogas (50 % CH₄))

Grünlandflächen (Kaltschmitt & Streicher, 2009)

150.000 ha mit 3,2 t TS / ha 480.000 t TS
907.000 ha mit 7,3 t TS / ha 6.621.100 t TS

Annahme: 5 % verfügbar 355.055 t TS / Jahr

355.055 t TS : 3.000 t TS Biomassebedarf je 500 kW_{el}

= 118 Biogasanlagen

(218 Mill. m³ Biogas (50 % CH₄))



Highlights der Bioenergieforschung 9. 6. 2010



Zusammenfassung

- Zweckmäßige Anwendungen im Umweltschutz
- Biogas aus Gülle ökologisch sinnvoll, ökonomisch?
- Biogas aus Nawaros ist marktpreisabhängig
- Strom aus Biogas ist häufig energetisch ineffizient
- Klassische Anwendungen haben beschränktes Potenzial
- Energiepflanzenvergärung ist theoretisch noch erweiterbar



Highlights der Bioenergieforschung 9. 6. 2010



Danke für ihre Aufmerksamkeit!

R. Braun
Institut für Umweltbiotechnologie
Interuniversitäres Department für Agrabiotechnologie IFA-Tulln
Universität für Bodenkultur Wien

A-3430 Tulln
Konrad Lorenzstrasse 20
rudolf.braun@boku.ac.at
<http://www.ifa-tulln.ac.at>



Highlights der Bioenergieforschung 9. 6. 2010



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

IEA Bioenergy Task 33 – Gasification: Methan aus Holz;

Österreichische und internationale Aktivitäten

Dr. Reinhard Rauch

Institute of Chemical Engineering
Working Group Zero Emission Technology
Prof. Hermann Hofbauer

Participation in IEA Bioenergy is financed by



Institute of Chemical Engineering
Working Group Zero Emission Technology

Content

Basics in SNG production

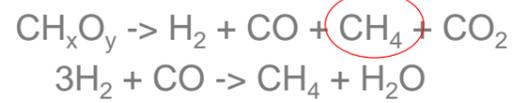
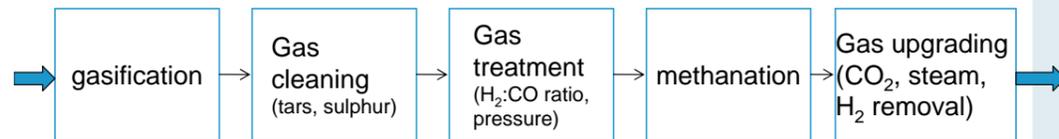
International activities in SNG

- Great Plains US
- ECN, Netherlands
- GoBiGas, Sweden

Austrian activities

- TU Graz, Heat Pipe Reformer
- TU Wien, BioSNG in Güssing

Basics of SNG from solid fuels



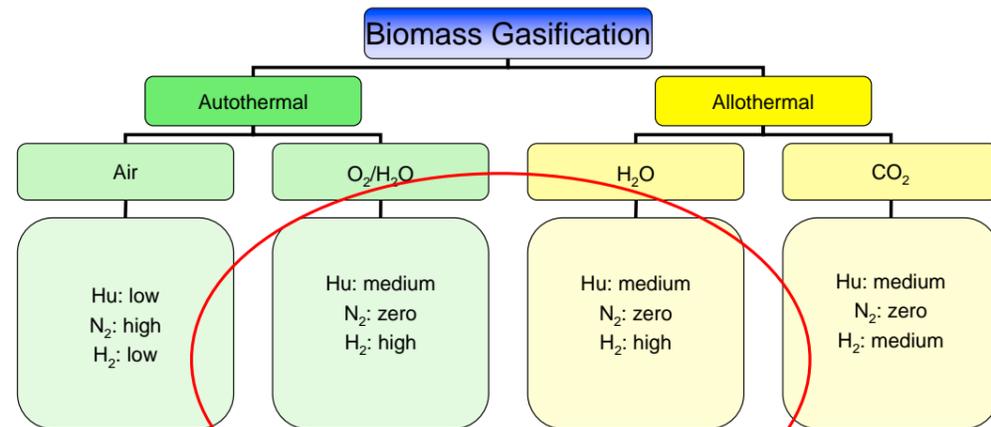
- High Efficiency
- Usability of product
- Robust synthesis
- Know how available

300-400°C, Nickel catalyst
fluidised bed, fixed bed or slurry reactor

BioSNG activities

Gothenburg Biomass Gasification Plant	Sweden	Feasibility study
Dakota Gas	USA	Commercial plant
BioSNG	Güssing Austria	Demonstration
Milena Gasification	Netherlands	R&D
Heat Pipe Reformer Agnion	Germany, Austria	R&D
ArtFuel Cutec	Germany	R&D

Gasifiers for BioSNG



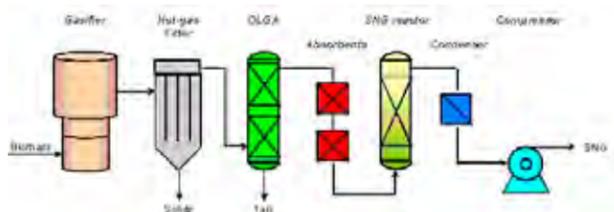
Great Plains Synfuels Plant

- began operating in 1984
- 14 parallel Lurgi gasifiers with a capacity of 150 MW each
- daily production of natural gas is about 153 million cubic feet (~4.3 mill m³/day)

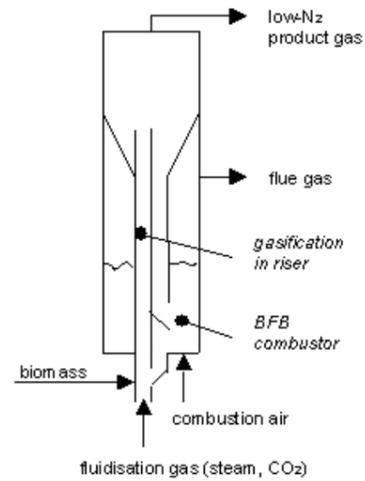


ECN, The Netherlands

- Milena Gasifiers +
- OLGA gas cleaning
- 25kW and 800kW gasifiers for R&D

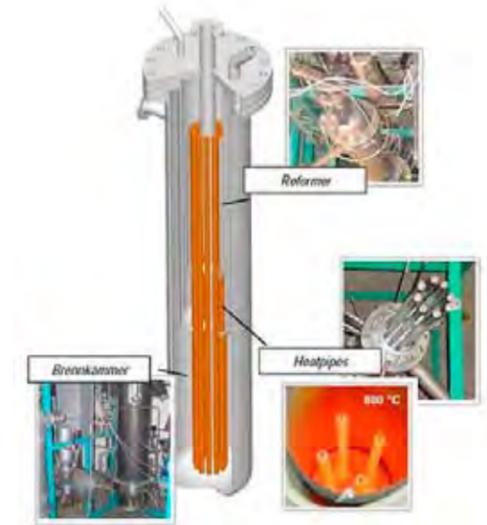


<http://www.biosng.com>



Heat Pipe Reformer

- Developed at TU Munich
- Pressurised gasifier at 5 bar
- Demonstration plant in Germany in commissioning



GoBiGas

- Gasification of biomass and production of biomethane
- Commercial scale – approximately 100 MW gas - with the potential of producing 800 biomethane GWh per year
- High-calorific gas (SNG) by methanation for distribution in the existing gas grid
- Also possible to use the gas as fuel in Rya CHP-plant
- Situated in the harbour of Gothenburg with the potential to transport fuel by boat or train

Phase 1

- 20 MW generating 160 GWh/yr in operation 2012
- Allothermal gasification
- 2000 Nm³/hr or 16 MNm³/yr (equal to 15 000 vehicles/yr)

Phase 2

- 80 MW generating 640 GWh/yr in operation 2015/2016
- Technology not yet chosen
- 8000 Nm³/hr or 64 MNm³/yr (equal to 75 000 vehicles/yr)

BioSNG Güssing

A 1 MW SNG Process Development Unit (PDU) is erected within the EU project BioSNG and allows the demonstration of the complete process chain from wood to SNG in half-commercial scale.

A consortium consisting of four partners is responsible for the PDU:

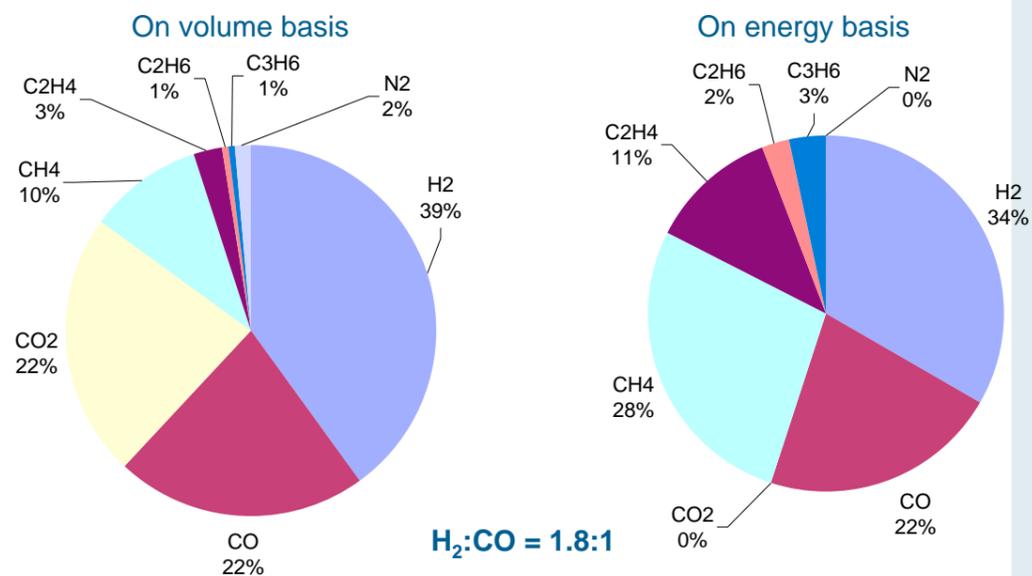
- CTU – Conzepte Technik Umwelt AG
- Repotec GmbH
- Paul Scherrer Institute
- Technical University Vienna

The project BioSNG is co-funded by

- the European Commission
- 6th Framework Programme
- PrNo TREN/05/FP6EN/S07.56632/019895
- Swiss electric research
- Bundesförderung Österreich
- WIBAG



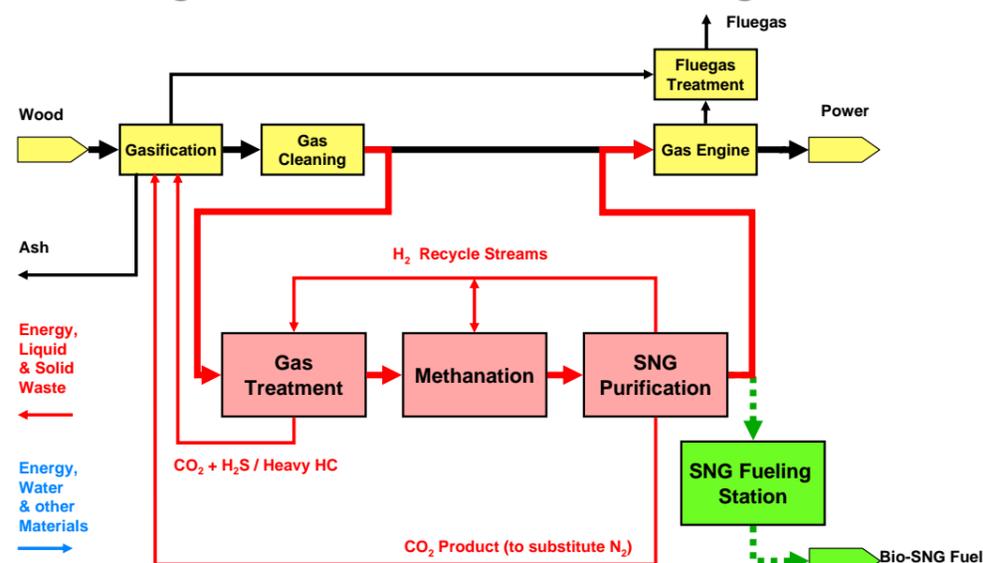
Gas composition at CHP Güssing



BioSNG demonstration plant



Integration into CHP Güssing



Results

- December 2008: First conversion of product gas into rawSNG
- June 2009: BioSNG at H-Gas quality produced
- June 24th : inauguration – CNG cars were fuelled using BioSNG from wood
- June 2009 CNG-car was successfully used for 1000km with BioSNG



Quality BioSNG

	unit	Germany DVGW regulation G260	Austria ÖVGW regulation G31	BioSNG
Wobbe Index	[kWh/m ³]	12,8-15,7	13,3-15,7	14,15
Relative density	[-]	0,55-0,75	0,55-0,65	0,56
Higher heating value	[kWh/m ³]	8,4-13,1	10,7-12,8	10,7

Greenhouse Gas Balances of Biomass and Bioenergy Systems

Treibhausgasbilanzierung und andere Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie



S. Woess-Gallasch und J. Pucker
JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH.

Highlights der Bioenergieforschung,
Güssing, 9.-10. Juni 2010



Summary

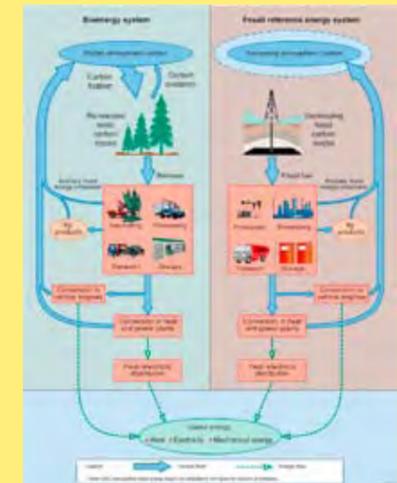
- R&D on BioSNG is going on worldwide, but especially in Europe
- BioSNG has a very high efficiency (60-70% from biomass to SNG)
- One possibility for the transport sector (CNG cars)
- Method to use biomass also in large cities



Figure from Agnion

Task 38 Aktivitäten

- Standardisierte Methode
- Case Studies: Anwendung der standardisierten Methode
- Organisation von Workshops
- Vorträge, Publikationen, Veröffentlichungen
- Task 38 Webseite Dokumentation



www.ieabioenergy-task38.org
ieabioenergy-task38.org/workshops/brussels2010/

Inhalt

- Ökobilanz-Biogas
 - Überblick
 - Ergebnisse
- Task 38 Case Study: Biogasanlage Paldau
 - Biogas Messungen im Endlager
 - Einbezug der Landnutzungsänderung
 - CO₂ und THG Emissionen (CO₂-Äquivalente)

6 Biogasanlagen

Rohstoffe

Reststoffe	1
Nawaros	2
Nawaros + Gülle	1
Nawaros + Gülle + Reststoffe	2

Biogas-Nutzung

Strom + Wärme	5
Strom + Wärme + Biomethan	1

Umweltwirkungen

- Emissionen mit Beitrag zu
 - Treibhauseffekt
 - Versauerung
 - Bodennaher Ozonbildung
- Landwirtschaftlicher Flächenbedarf
- Auswirkungen auf den Boden
- Staub-Emissionen
- Fossiler Primärenergiebedarf

Aufgabenstellung

Untersuchung der ökologischen Auswirkungen von Biogas

- aus unterschiedlichen Rohstoffen
- auf Basis von Betriebsdaten ausgewählter Biogasanlagen

Projektkonsortium



JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

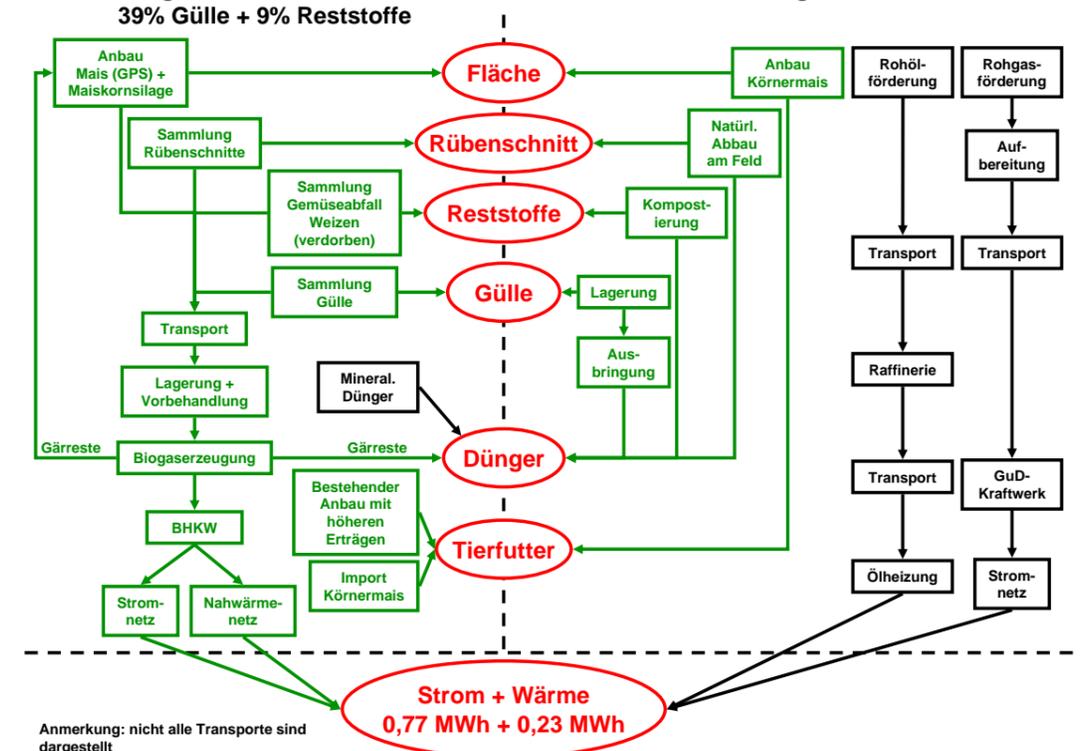
Interuniversitäres Department für Agrarbiotechnologie - IFA Tulln

LFZ Raumberg-Gumpenstein

Das Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

Biogas 3: 52% Nawaros + 39% Gülle + 9% Reststoffe

Strom: Erdgas; Wärme: Heizöl



Anmerkung: nicht alle Transporte sind dargestellt

- Aktuelle Projektergebnisse für ausgewählte Biogasanlagen
- Diese Ergebnisse liegen zum Zeitpunkt der Hand-Out-Erstellung noch nicht in endgültiger Form vor und werden deshalb erst am 9.6.2010 im Rahmen des Vortrags präsentiert.

- + Beitrag zum **Treibhaus-Effekt** in allen Fällen reduziert
Höhere Reduktion mit Reststoffen und Gülle
- Beitrag zur **Versauerung** höher im Vergleich zu Referenzsystemen durch **NH₃-Emissionen bei der Gärrestaufbringung**
- ~ Beitrag zur **Bodennahen Ozonbildung**:
Gleich hoch im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen
Höher im Vergleich zu erneuerbaren Referenzsystemen
- + **Fossiler Primärenergiebedarf**:
Hohe Reduktion im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen
Gleich hoch im Vergleich zu erneuerbaren Referenzsystemen
- ~ **Staub-Emissionen**:
Höher als bei fossilen Referenzsystemen
Niedriger als bei erneuerbaren Referenzsystemen

- Die nachhaltige Nutzung von Biogassystemen wird beeinflusst von:
 - Rohstoff
 - Referenznutzung der Rohstoffe und der Anbauflächen
 - Biogasnutzung: Ausmaß der Abwärmenutzung
 - „Dichtheit des Systems“ (z.B. geschlossenes Endlager)
- Vollständige Projektergebnisse und weitere Schlussfolgerungen werden Ende Juni vorliegen

Austrian Task 38 Case Study - GHG Balance of a Biogas Plant in Austria; Graz 2007(dt), 2010 (en)

S. Woess-Gallasch, N. Bird, P. Enzinger, G. Jungmeier, R. Padinger, G. Zanchi

■ Einsatz von Rohstoffen:

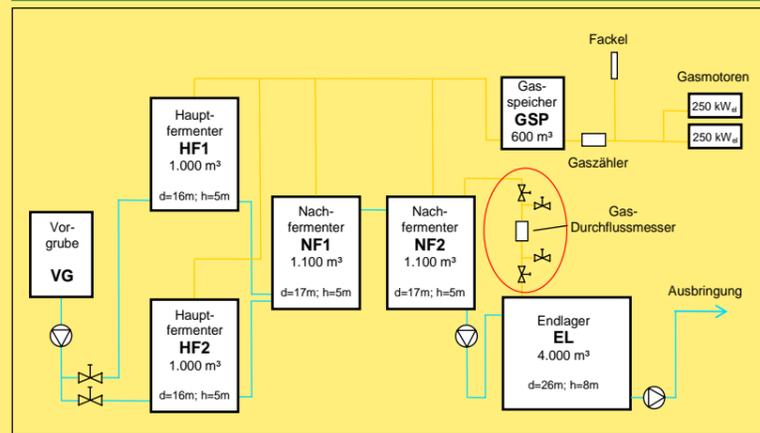
- ➔ Maiskorn, Maissilage, Grassilage
- ➔ Gülle

■ Drei Fälle wurden in der LCA untersucht :

1. Biogasanlage Paldau mit geschlossenem Endlager
2. Theoretische Biogasanlage Paldau mit offenem Endlager
3. Referenzsystem



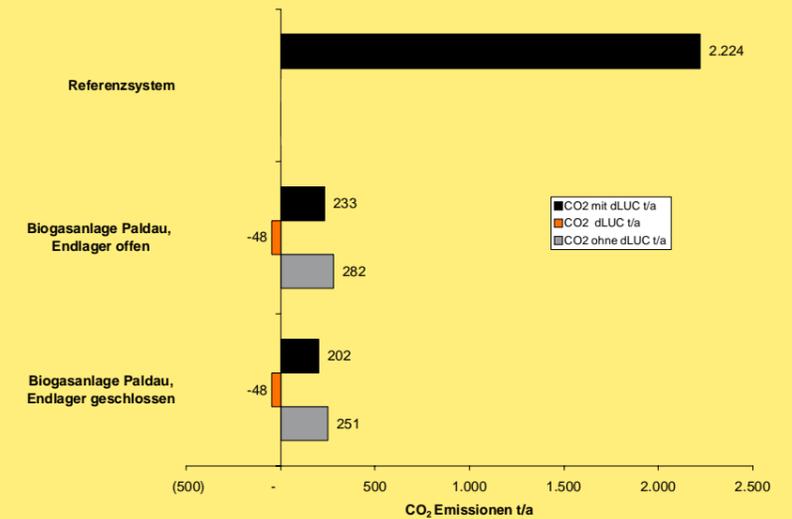
Biogasanlage Paldau - Schema



Ergebnis Messungen im Endlager:

Biogas: 34.160 Nm³/a
 CH₄-Gehalt im Endlager: 63,8 %, im Fermenter 48,8 %.
 Reines Methan: 15,6 t/a (vermiedenes CH₄)
 Zusätzliche Stromerzeugung: rund 70 MWh pro a.

Kohlendioxid-Emissionen (CO₂)

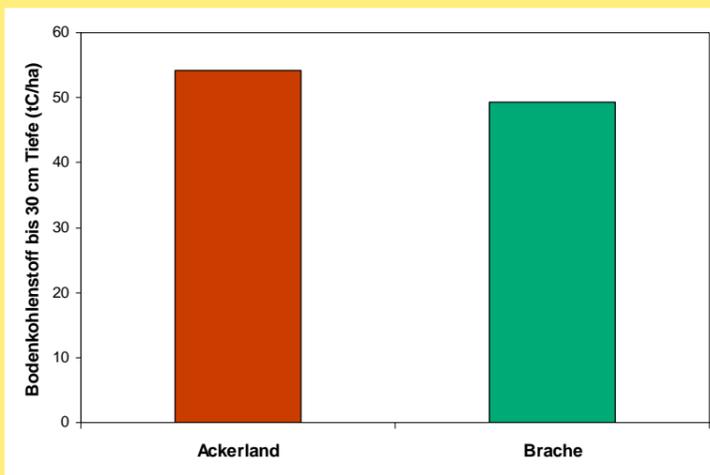


Ergebnis: Pro Jahr 48 t CO₂ gespeichert (20 Jahre)

Biogasanlage Paldau - dLUC

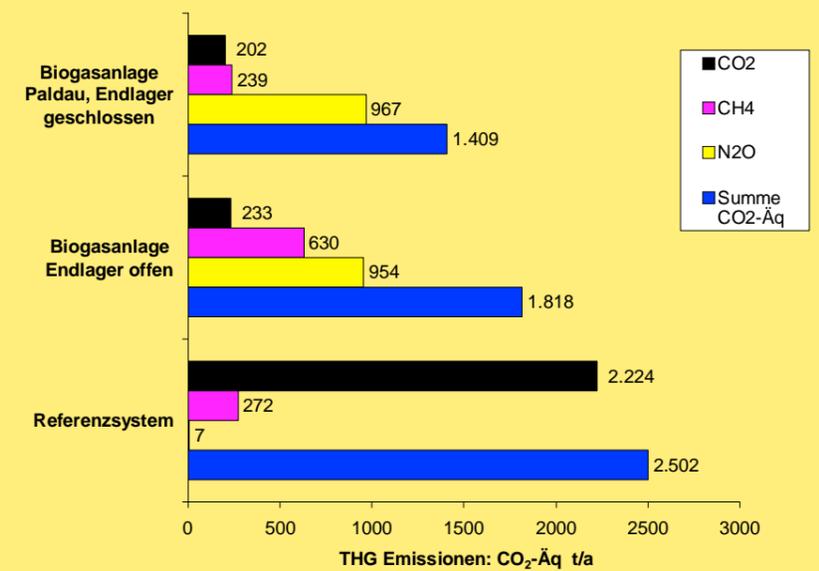
Direkte Landnutzungsänderung (dLUC):

Anbau von Mais auf Brache (53 ha), Landnutzungsänderung von Brache zu landwirtschaftlicher Nutzfläche.



Quelle: Daten Bodenstoffgehalt: Digitaler Atlas Steiermark, Bodenschutzprogramm (Amt der Stmk. LR. FA 10b)

Treibhausgas-Emissionen



Biogasanlage Paldau Zentrale Ergebnisse

- **Die Abdeckung des Endlagers erhöht den Biogasertrag und verringert die THG-Emissionen**
 - Mit offenem Endlager sind THG-Emissionen gegenüber dem geschlossenen Endlager um 29% höher (Hauptgrund: CH₄-Emissionen vom Endlager);
 - Der Biogasertrag wäre mit offenem Endlager um 1,4% niedriger, die Stromerzeugung würde sich um 1,9% reduzieren (minus 70 MWh Strom pro Jahr);
 - Mit geschlossenem Endlager: minus 44% THG Emissionen (CO₂-Äq) gegenüber Referenzsystem;
 - offenes Endlager: minus 27% THG-Emissionen gegenüber Referenzsystem.
- **Positiver Effekt des dLUC: - 48 t CO₂ pro Jahr**



IEA - Highlights der Bioenergieforschung

Reststoffe als Rohstoff für die Biomethan-Netzeinspeisung

Dipl.-Ing. Christian Domes
Güssing, 10. Juni 2010

EVN
Energie vernünftig nutzen!

Greenhouse Gas Balances of Biomass and Bioenergy Systems

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

susanne.woess@joanneum.at
www.ieabioenergy-task38.org

johanna.pucker@joanneum.at

Highlights der Bioenergieforschung, Güssing, 9 - 10 Juni 2010

Die Teilnahme an den Tasks in IEA Bioenergy wird im Rahmen der IEA-Forschungskooperation im Auftrag Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie / Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien durchgeführt .



Inhalt der Präsentation

- EVN AG im Überblick
- EVN Wärme GmbH: Kennzahlen und Kompetenzen
- Wegweisende Impulse
- Strategische Betrachtung
- Entscheidung und Vorgaben
- Projekt „Biomethan Abwasserverband Wiener Neustadt Süd“
- Erkenntnisse
- Ausblick

EVN im Überblick



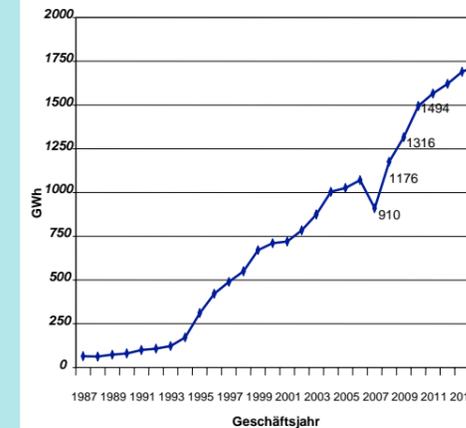
Highlights

- Tätig in 18 CEE-Länder
- Über 1,5 Mio. Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmekunden in Österreich
- 1,6 Mio. Stromkunden und 40.000 Wärmekunde in Bulgarien
- 720.000 Kunden in Mazedonien
- 1.829 MW Erzeugungskapazität (Gas, Kohle, Wasser, Wind und Biomasse)
- Pilotbetrieb: 790 MW Kohlekraftwerk Duisburg-Walsum
- Müllverbrennungsanlagen:
 - 300.000 t p.a. in NÖ,
 - 360.000 t p.a. in Moskau,
- Über 80 Trink- und Abwasseranlagen für mehr als 10 Mio. Menschen
- 40 MW-Fernwärmetransportleitung für St. Pölten (31 km)

EVN

EVN Wärme GmbH - Kompetenz in der Wärmeversorgung

Wärmeabsatz der EVN Wärme GmbH



- derzeit 95 Mitarbeiter
- Umsatz 120 Mio €
- 1.490 GWh Absatz Wärme
- 100 GWh KWK- und Ökostromerzeugung
- 49 Biomasseanlagen
- 1,1 Mio Srm Biomasse
- > 1.000 Nahwärmeanlagen
- > 350 km FW-Leitungen
- 55.000 Wärmekunden

EVN

EVN Unternehmensprofil 2008/2009

EVN	EVN ist ein führendes Energie- und Umweltdienstleistungsunternehmen mit Kunden in Niederösterreich und Zentral- und Osteuropa.
Geschäftsbereiche	Strom, Gas, Wärme, Wasser, Abwasser, Abfallverwertung
Länder	Österreich, Bulgarien, Mazedonien, Kroatien, Zypern, Estland, Deutschland, Dänemark, Litauen, Ungarn, Montenegro, Polen, Russland, Slowakei, Slowenien, Türkei
Mitarbeiter	ca. 9.000
Umsatz	2.727,0 Mio EUR (+13,8 %)
EBITDA	373,4 Mio EUR (+ 3,1 %)
EBIT	175,2 Mio EUR (+ 5,2 %)
Konzernergebnis	177,9 Mio EUR (- 4,8 %)
Credit Rating	Moody's: A2, negative Standard & Poor's: A-, negative

EVN

Wegweisende Impulse



- **Ökostrom-Regime**
 - 60% Gesamtwirkungsgrad
 - Wärmeeinspeisungen in FW
- **Wohnbauförderung (NÖ)**
- **Forschungsprojekt „Virtuelles Biogas“ (Bruck/Leitha), 2006 - 2009**
- **Vorgaben aus EU-Richtlinien und –Umweltvereinbarungen**
- **Maispreis-Hausse 2007**
- **„Teller - Tank“ – Diskussion**
- **Kundenseitige Nachfrage**

EVN

Strategische Abschätzung (2007)

PRO:

- Biomethan – der multitalentiertere erneuerbare Energieträger
- Nutzung existenter Infrastruktur
- Anstieg der fossilen Energiepreise
- Schaffung neuer Mischprodukte, wie u.a. Bio-CNG
- Beitrag zu Klimazielen
- Diversifikation
- Erfahrung in der Beschaffung fester Rohstoffe

KONTRA:

- Abhängigkeit von stark marktbeeinflussten Ressourcen
- Individuelle Projekte
- Kein entwickelter Markt vorhanden
- Rechtliche und wirtschaftliche Risiken
- Stellenwert in Österreich
- Vielzahl an Partnern bzw. Lieferanten
- PREIS (!)

EVN

Aktuell: Biomethan-Projekt in Wiener Neustadt

Biomethan-Einspeiseprojekt in Wiener Neustadt

- Professionelle Kooperation mit "Abwasserverband Wiener Neustadt Süd"
- Status: in Genehmigung
- Substrate: Flüssigabfälle
- Einspeisung: 120 Nm³ / h
- Aufbereitungstechnologie: Membrantechnik
- Ergänzende Technologien:
 - Chemischer Wäscher
 - Aktivkohlebehälter
 - Offgas-Nachbrenner



EVN

Entscheidung und Vorgaben (2007)

EVN-Biogasprojekte haben:

- industriellen Standard zu erfüllen (Effizienz, Emissionen,...)
- EVN-Vorgaben und –Benchmarks zu entsprechen
- positive umweltrelevante Effekte zu erbringen
- breite Akzeptanz / Unterstützung der Öffentlichkeit zu erreichen

Aufbau von Know-how und Kompetenz durch:

- Erarbeitung verschiedener Biogaskonzepte
- Fokussierung auf F&E-Projekt „Virtuelles Biogas“
- Entwicklung eines zertifizierten Herkunftsnachweissystems
- Evaluation strategischer Partner

EVN

Erkenntnisse

- Hohe Komplexität bei Biomethan-Einspeiseprojekten im Abfall- und Abwasserbereich durch:
 - Erhöhte Belastung der Substrate
 - Heterogenität der Rohstoffe
 - Zahlreiche Schnittstellen
- Keine standardisierten Anlagenkomponenten
- Skaleneffekte sind durch Großprojekte zu erzielen – erhöhtes Risiko
- Entwicklung neuer Mischgasprodukte wird erschwert durch:
 - Fehlende Rahmenbedingungen (Steuervorteil, Wohnbauförderung)
 - Mangelnde Planungssicherheit
 - Geringe Mengen an handelbarem Biomethan
 - Garantien gegenüber Kunden
- Abfall- bzw. Abwasserprojekte sind nicht gleichzusetzen mit günstiger erneuerbarer Energie (!)

EVN

Ausblick

- Breite Anerkennung von Biomethan/Erdgas-Mischprodukten ist DIE Voraussetzung um:
 - hochpreisiges Biomethan in Mix-Produkten zu puffern
 - vielfach keine zusätzlichen Förderungen zu benötigen
- Einführung eines europäischen Nachweissystems kann die Biomethan-Entwicklung in Europa fördern
- Energiereiche organische Abfälle werden schwerer zu beschaffen sein
- Ohne strikte Trennung und Entsorgung biogener Abfälle sind effiziente Großanlagen kaum umsetzbar
- Kläranlagen zur Biomethanproduktion werden die Ausnahmen darstellen
- Am europäischen Markt werden jene Biogasanlagen wettbewerbsfähig sein, die:
 - eine entsprechende Größe aufweisen und
 - langfristig Zugriff auf Ressourcen haben
- Biogasanlagen werden vermehrt in HD-Netzen einspeisen müssen

EVN



ENERGIE STEIERMARK

„Biogasnetzintegration auf Basis von organischen Abfällen“

Dipl.-Ing. Norbert Machan, MSc



EVN Wärme GmbH
Dipl.-Ing. Christian Domes
christian.domes@evn.at
+43 676 810 37 545
+43 2236 200 17545

EVN
Energie vorrangig nutzen!

■ Übersicht

- Willkommen in der E-Steiermark
- Hintergrund und Motivation zur Biogasnetzintegration
- Projekt Biogasaufbereitung und Netzeinspeisung auf Basis eines Aminwaschverfahrens
- Ausblick und mittelfristige Zielsetzungen



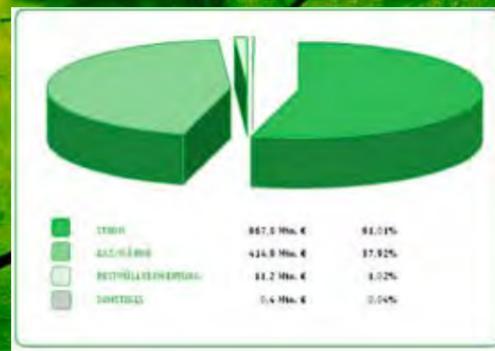
ENERGIE STEIERMARK

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

Willkommen in der Energie Steiermark



- Viertgrößtes Energieunternehmen Österreichs
- Strom, Erdgas, Fernwärme, Reststoffverwertung
- 1.811 Mitarbeiter
- 600.000 Kunden
- 1.094 Mio. Euro Umsatz
- 50 Mio. Euro Operatives Ergebnis (EBIT)
- Eigenkapitalquote von 61 %



Unsere Forschung & Entwicklung:

- Gebündelte Kompetenz in konzernweisem F&E-Team
- E-Mobility, Smart Metering; Hocheffizientes innovatives Biomassekraftwerk, Ökostrom Wasserstofftankstelle, Gas aus Biomasse, Smart Grids

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

3

Warum Einsatz von biogenen Abfällen?



- Grundsätzlich sind eine Vielzahl von Substraten einsetzbar.
- Biogene Abfälle weisen hohes CO₂ Einsparpotential zum Referenzszenario der stofflichen Verwertung auf (z.B.: Kompostierung).
- Transportentfernungen und lokale Verfügbarkeit spielen dabei eine große Rolle.
- Durch den Einsatz von Abfallstoffen werden bestehende Strukturen genutzt.
- Abfallerlöse müssen Mehraufwand der Abfallaufbereitung (Störstoffabscheidung) zumindest kompensieren.
- Potential ist mengenmäßig beschränkt.
- Die Auswahl der Einsatzstoffe orientiert sich primär an der wirtschaftlichen Machbarkeit.

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

5

Motivation: „Biomethan“ als attraktives Zusatzprodukt für Erdgaskunden

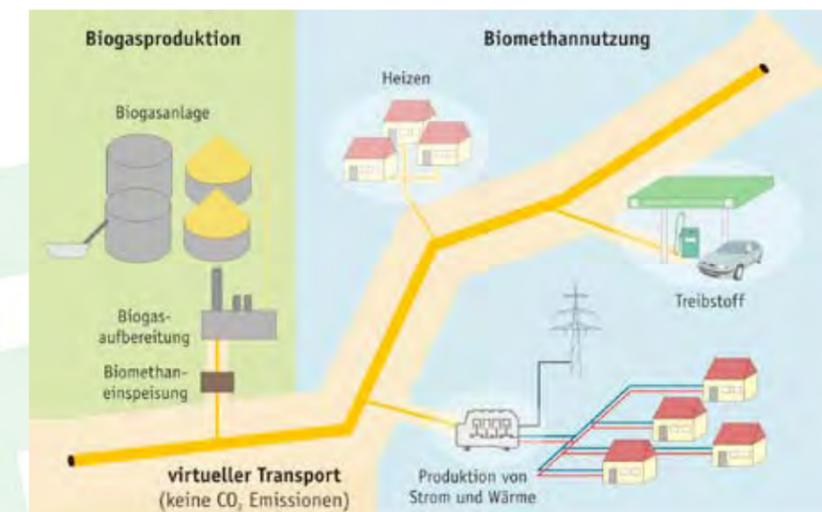


- Biomethan nutzt vorhandene Infrastruktur für den sicheren, umweltschonenden und günstigen Transport zum Endkunden.
- Produktion von Biogas erfolgt über geschlossenen Stoffkreislauf und schont damit Ressourcen und Umwelt.
- Die Anwendungstechnik für Erd-/Biogas ist sehr vielseitig und bereits über Jahrzehnte erprobt; Biomethan ist flexibel einsetzbar (Kraftstoff, Strom, Wärme).
- Geringere Emissionen (Feinstaub, NO_x, CO) im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern.
- Verbesserung des Kundennutzens durch nachhaltigen erneuerbaren Energieträger.

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

4

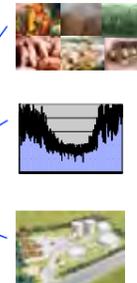
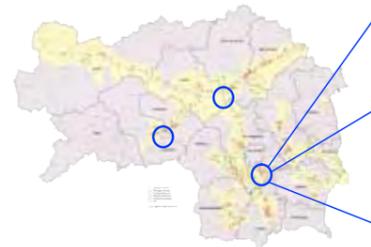
Biogasnetzintegration- wie funktioniert's ?



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

6

Aktuelle Projekte im Bereich „Biomethan“



- **Biogasnetzeinspeisung auf Basis Aminwäsche**
- Demoprojekt Gasaufbereitung rd. 1 – 1,3 Mio. m³ Biomethan/Jahr

- **Projektentwicklung „Gas aus Biomasse“**
- Gesamtkonzept für die Produktion von „Biomethan“ in der Stmk.
- Planung weiterer Projekte in der Stmk.

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

7

Projektverlauf

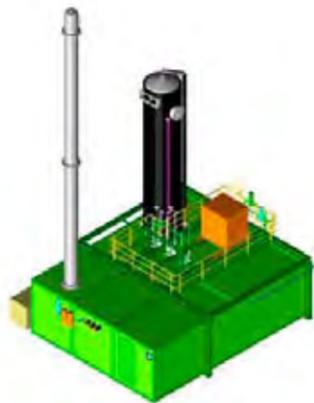


- 2004 -2006: Forschungsprojekt
 - Stoffstromanalyse am Kläranlagenstandort
 - Rohgasanalysen
 - Durchführung von Batch-Gärversuchen
 - Untersuchung unterschiedlicher Aufbereitungstechnologien (DWW, Aminwäsche, PSA)
- 2006-2007: Konzeptentwicklung und erstes Anlagendesign durch Austrian Bioenergy Centre (ABC)
- 2008 – 2009 : Planung und Errichtung gemeinsam mit steirischem Anlagenbauer: GAW technologies GmbH
- Seit November 2009 Probetrieb

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

9

Projekt – Errichtung und Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage auf Basis eines Aminwaschverfahrens



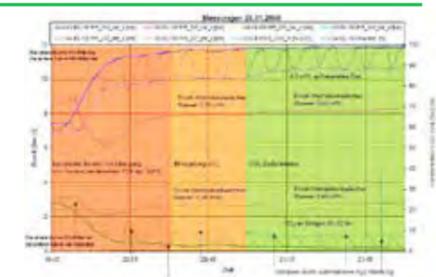
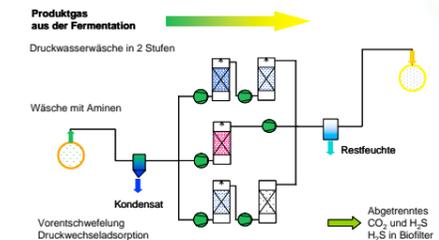
- Verfahren: Aminwäsche mit Regeneration des Arbeitsmediums, Neuentwicklung auf Basis des vorangegangenen F&E Projekts
- Gasaufbereitungskapazität: 130 – 160 Nm³/h (1 – 1,3 Mio. m³ EGÄ/a)
- Inbetriebnahme Ende 2009
- gefördert durch Klima und Energie Fond
- Garantierte Gasqualität: lt. ÖVGW G33

powered by klima+ energie fonds



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

Verfahrensauswahl auf Basis von Vorversuchen



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

10

■ Projektumfang bzw. Schnittstellen



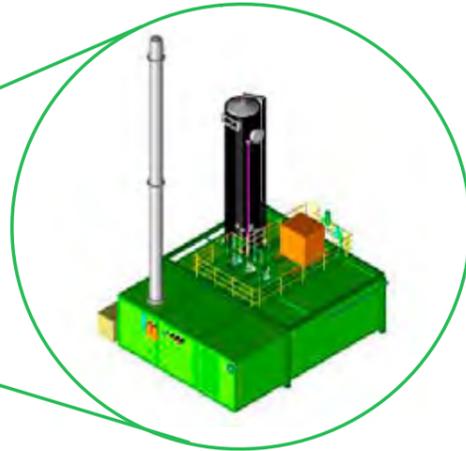
Verantwortungsbereich
Biogasanlagenbetreiber

Verantwortungsbereich
Gasaufbereitung und Einspeisung

Biogasproduktion am Kläranlagenstandort durch Dritte
Substrate: **biogene Abfallstoffe** und Klärschlämme

Übergabe von Biogas
Wärme
Strom
Übernahme von Tailgas

Biogasaufbereitung und Netzintegration



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

11

■ Gesamtanlage und Medienversorgung



Übersicht



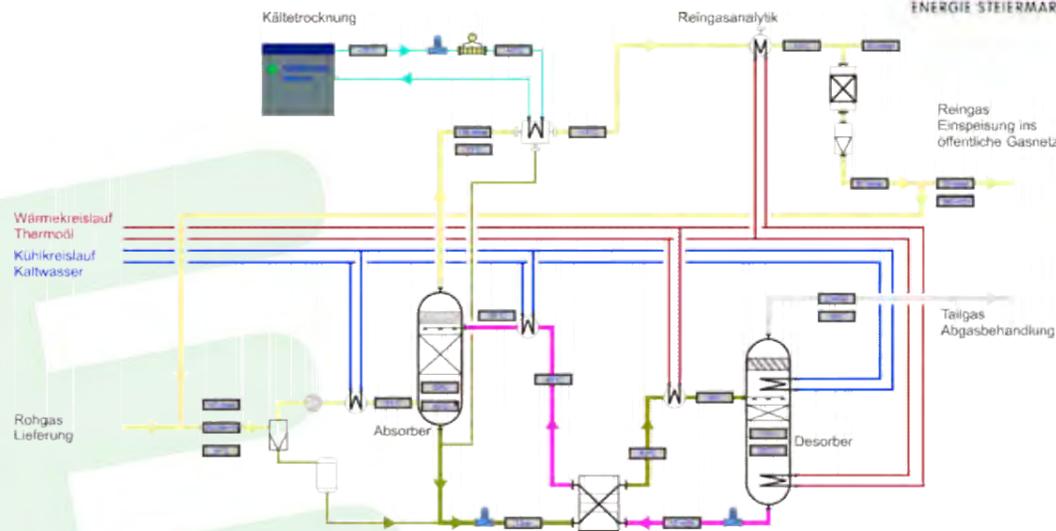
Medienversorgung



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

13

■ Prinzipschema Aminwäsche



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

12

■ Gaseinspeiseraum



Gasstrecke, Zählung



Odorierung, Gaschromatograph



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

14

Erste Betriebsergebnisse

- Einspeisekriterien (gem. ÖVGW- RL G31, G33) schon im Probetrieb erfüllt:



Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

15

Aktueller Projektstand und Resümee

- Diverse Startschwierigkeiten führten zu Verzögerungen bzw. einer Unterbrechung (3 Monate!) im Probetrieb 2009/2010.
- Im Rahmen des Probetriebes wurden mit Ende Mai 2010 insgesamt bereits mehr als 230.000 Nm³ „Naturgas“ in das Erdgasnetz eingespeist.
- Seit 23.03.2010 lief die Anlage nahezu durchgehend (rd. 1500 Bh) ohne wesentliche Probleme.
- Mitte Juni 2010 soll der Probetrieb abgeschlossen sein.
- Die aktuellen Betriebserfahrungen mit der Aminwäsche bestätigen die Auswahl insbesondere im Zusammenhang mit der zu erreichenden Gasqualität > 98% Methan!
- Auch der Energieeinsatz entspricht den Erwartungen.
- Grundlegende Erfahrungswerte sind allerdings erst nach zumindest einem vollen Betriebsjahr mit entsprechender Aussagekraft darstellbar.

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

17

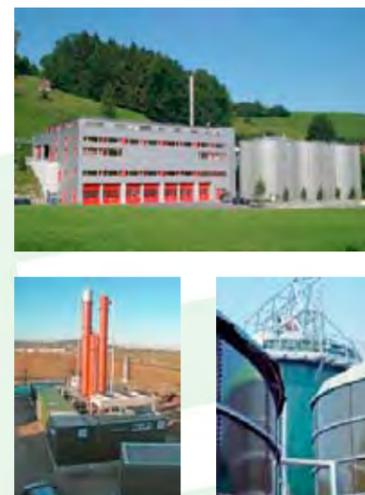
Auszug aus Qualitätsanforderungen im Vergleich zu Roh- und Naturgasqualität

	ÖVGW G33 (G31)	Biogas	Naturgas
Brennwert	> 10,7 kWh/m ³	6 - 7 kWh/m ³	11 kWh/m ³ 😊
Methangehalt	>96 Vol %	60 - 70 Vol %	>98 Vol % 😊
Kohlendioxid	<2 Vol %	30 - 40 Vol %	ca. 1 Vol % 😊
Schwefelwasserstoff	<5 mg/Nm ³	Ca. 500 -1000 mg/Nm ³	0,3 mg/Nm ³ 😊

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

16

Mittelfristige Zielsetzung und weitere Aktivitäten



- Markteinführung von Biomethan als „neues“ Produkt
 - Zertifizierung von Naturgas/Biomethan ..
 - Einführung einer Handelsplattform
- Sukzessive Steigerung des Biomethananteils im Netz
- Ausbaukonzept bis 2020
 - Leitprojekt zur Entwicklung von Standort- und technischen Anlagenkonzepten in der Steiermark
 - Errichtung von Biomethanproduktionsanlagen
 - Eine Großanlage derzeit im Planungsstadium

Highlights der Bioenergieforschung* Juni 2010 Güssing

18



ENERGIE STEIERMARK

Viel Energie!



*2 1/2 Jahre
Biogastankstelle
Margarethen am Moos*

DI Harald Bala MSc
TBB Consulting
www.methapur.com

Es war einmal vor 5 Jahren

Warum fahre ich nicht
nachhaltig und erneuerbar ?



Die methaPUR Idee

- Damals beschloss ich (bei einer Autofahrt) meine fossile Treibstoffabhängigkeit zu vermindern
- Auf Basis durchgeführter Projekte in der Schweiz und in Schweden entstand das methaPUR Konzept



Die Biogastankstelle Margarethen am Moos

100% pures Biogas
Tankgeschwindigkeit: 7kg/min
Produktion: ca. 25 kg/h
Speichervolumen: 120kg
Ca. 40 Tankkunden



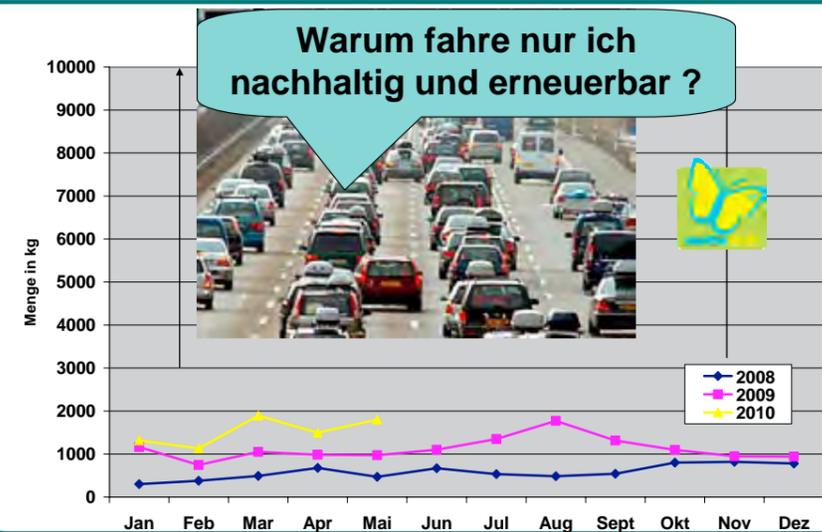
Einmalige Registrierung
Kein Shop
Kein Tankwart
24h am Tag offen
Vollautomatische Bankomatkreditkartenkasse

methaPUR ist



- 100 % pures Biogas
- Von Biogasanlagen produziert und direkt über eine eigene Tankstelle vermarktet
- Preisgleich bzw. günstiger als fossiler Kraftstoff = aktuell 0,898 €/kg
- "Zero Emission plant" durch die Rückführung des Restgases zum BHKW

Auslastung über 3 Jahre





Unsere Tankkunden

- Ca. 40 Autos davon 1 Klein-LKW (Fiat Ducato) und bald 3 Traktoren (Steyr)
- 1 privates Auto braucht ca. 800 kg/Jahr
- 1 Traktor/Fiat Ducato benötigt ca. 5.000 kg/Jahr
- Gesucht aber noch nicht gefunden:
1 Bus/LKW braucht bis zu 30.000 kg/Jahr



methaPUR – Erdgas

- Wir betrachten uns als siamesische Zwillinge zur Erdgas-Mobilität und haben gute Kontakte in der Branche aufgebaut
- Wir erfahren am eigenen Leib was es bedeutet, einen neuen Kraftstoff neben Benzin und Diesel zu positionieren
- Die CNG-KFZ Zahlen entwickeln sich sehr zögerlich (linear statt exponential)

Preise, Neid & Anerkennung

- Margarethen am Moos ist sicherlich durch Medienberichte und Exkursionen die bekannteste Biogasanlage in Österreich
- Wir waren für einige Preise nominiert (Klimaschutzpreis, Energy Globe, etc)
- Es wurde uns von Beginn an von einigen Seiten der Konkurs vorhergesagt (vorhergewünscht)



Alle reden von E-Mobilität

- Aber keiner fährt ein E-Auto (Tesla gilt nicht)
- es fehlt aber noch an vielen Dingen (Autos, Energiespeicher, Reichweite, Preis, Ladestationen, Woher kommt der Strom!?)
- >4 Mio. Euro Fördermittel für die VLOTTE in Vbg die ca. 150.000 Km/a fährt
- 0,374 Mio. Euro Förderung für methaPUR Margarethen mit ca. 1 Mio. (Ziel 3 Mio.) Km



Ökostrom: Quo Vadis Österreich ?

- Seit 2006 (seit 4 Jahren !) gibt es keine kostendeckenden Tarife für Ökostrom aus Biogas, etc.
- Wir erzählen unseren zahlreichen Besuchern seit Jahren, dass wir in Österreich nichts mehr bauen können
- „ist der gute Ruf erst einmal verloren..“



So viel Biomasse gibt es ja gar nicht.. (sagen die Allwissenden)

BIOGAS POTENTIAL FÜR NÖ GERECHNET AUF HAUSHALTE			
	Variante 10t TS	Variante 15t TS	Variante 20t TS
	niedriger TS Ertrag	mittlerer TS Ertrag	hoher TS Ertrag
Ackerland in NÖ	700.000ha	700.000ha	700.000ha
Grünland in NÖ	165.000ha	165.000ha	165.000ha
Gesamt	865.000ha	865.000ha	865.000ha
davon x%	259.500ha	260.000ha	260.000ha
TS ertrag	2.595.000t TS	3.900.000t TS	5.200.000t TS
Methanertrag	778.500.000m ³	1.170.000.000m ³	1.560.000.000m ³
kWh Brutto	7.785.000.000kWh	11.700.000.000kWh	15.600.000.000kWh
Treibstoff in %	50%	50%	50%
Strom in %	40%	40%	40%
Wärme in %	20%	20%	20%
€	15.900	390.226 PKW	586.466 PKW
kWh/Jahr	4400	353.864 Haushalte	531.818 Haushalte
kWh/Jahr	2.000	87.313 Haushalte	146.250 Haushalte
			195.000 Haushalte
			781.955 PKW

DI Harald Bala MSc

Es gibt ca. 653.000 Haushalte in NÖ mit ca. 2,6 Personen
KFZ Bestand NÖ 2008 (Statistik Austria) 931.000



methaPUR 2020

- Es könnten problemlos 20 Biogastankstellen in Österreich gebaut werden
- Solange die Biogasbranche aber „politisch kurz“ gehalten oder ganz ruiniert wird, tut sich gar nichts
- Nachdem Österreich ein toter Markt ist muss ich meine Projekte ins Ausland verlegen (oder Krankenpfleger werden)

Danke fürs Zuhören

Große weite Welt ich komme!

Adieu Österreich



TBB Consulting

DI Harald Bala MSc

Flösserweg 21 4481 Asten

07224/66007 – 0664/3451636

office@methapur.com www.methapur.com



Biogas als Schlüsseltechnologie zur Energieautarkie eines Schlachtbetriebes

Markus Ortner (Institut für Umweltbiotechnologie, BOKU Wien)
Tobias Pröll (Institut für Verfahrenstechnik, TU-Wien)



Übersicht

- Einleitung
- Schlachthof Grossfurtner
- Einbindung Biogastechnologie
- Problemfelder
 - Wärmenutzung
 - Prozessstabilität
- Lösungsmöglichkeiten
- Energiebilanz
 - Selbstversorgung mit Erneuerbarer Energie?
- Zusammenfassung

Einleitung



- Anstieg der Energiekosten
- Zunehmendes Interesse an Erneuerbaren Energien
- Lebensmittelbetriebe generieren spezifischen organischen Abfall
- Flüssige, pastöse und feste Abfälle
- Aerobe/Anaerobe Abwasserbehandlung ist „state of the art“
- Pastöse und feste Abfälle müssen entsorgt werden
- Biogastechnologie Möglichkeit alle organischen Fraktionen zu verwerten
- Energie-Einbindung in Produktionsprozess

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Tierische Nebenprodukte in Österreich, BAWP 2006



Tierische Nebenprodukte	Aufkommen	Verwertung, Beseitigung und Verbleib	in Tonnen
Schlachtabfälle aus der Schlachtung	242.000	Tierkörperverwertungsanlagen	280.000
Schlachtabfälle aus der Fleischverarbeitung	105.000	Biogasanlagen	90.000
Falltiere – Tierkörper *	23.300	Kompostierungsanlagen	15.500
Molkereiabfälle aus der Milchverarbeitung	122.000	Abkochanlagen	12.500
Ehemalige Lebensmittel tierischen Ursprungs	37.000	Verbrennung (Speiseabfälle aus int. Flugverkehr)	1.400
Küchen- und Speiseabfälle	51.000	TNP aus Milchverarbeitung (z.B. Nutztierfutter ohne Abkochanlage)	116.000
Speiseabfälle aus dem grenzüberschreitenden Verkehr	1.400	Verwertung in der Leder-verarbeitung	27.000
Gesamt gerundet	582.000	Sonstiger Verbleib (Gelatine, Heimtierfutter)	28.000
		Export	12.000
		Gesamt	582.000

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Schlachthof



- Energie intensiver Prozess
- Unterschiedliche Temp. Niveaus
- Auslegung → Spitzenlast
- Entsorgung Schlachthofabfälle sehr teuer (50-70 €/t)
- Tierische Nebenprodukt (TNP) – Verordnung 1774/2002
- Ca. 600.000 t/a TNP (Österreich)
 - 350.000 t Schlachthofabfälle
 - Hoher Energie-Inhalt
 - Co-Substrat (10-20% TNPs)



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Schlachthof Grossfurtner



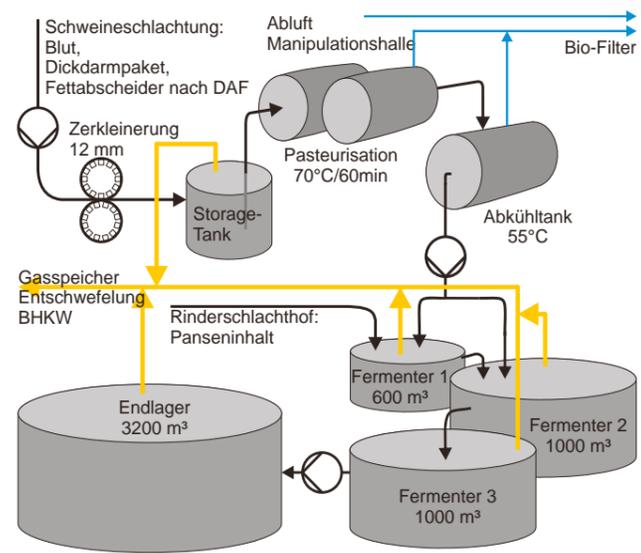
- Schlachthof Grossfurtner (größter Schweine-Schlachthof in Österreich)
- 10.000 Schweine/Woche
- Abfallmenge ~150 - 200m³/Woche (Kostenfaktor!)
- Errichtung Biogasanlage (2003)
 - erste Anlage in Europa, die ausschließlich mit Schlachtabfällen betrieben wird
- daneben: Geothermieanlage



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

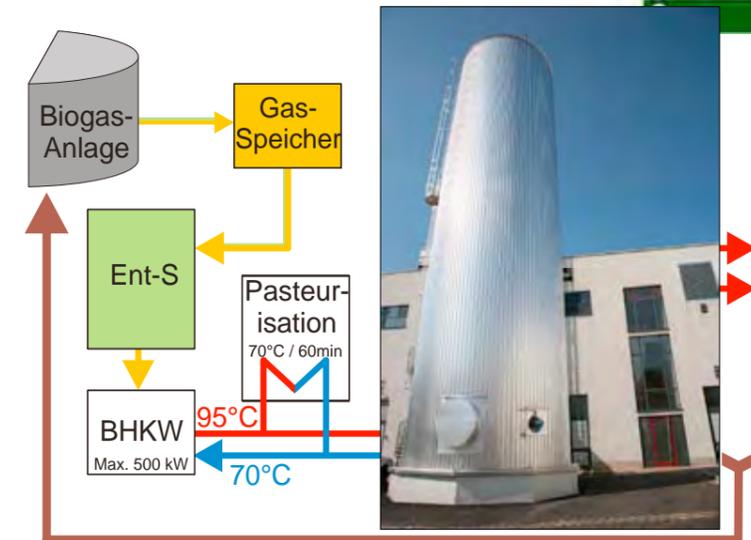
Fließbild Biogasanlage



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

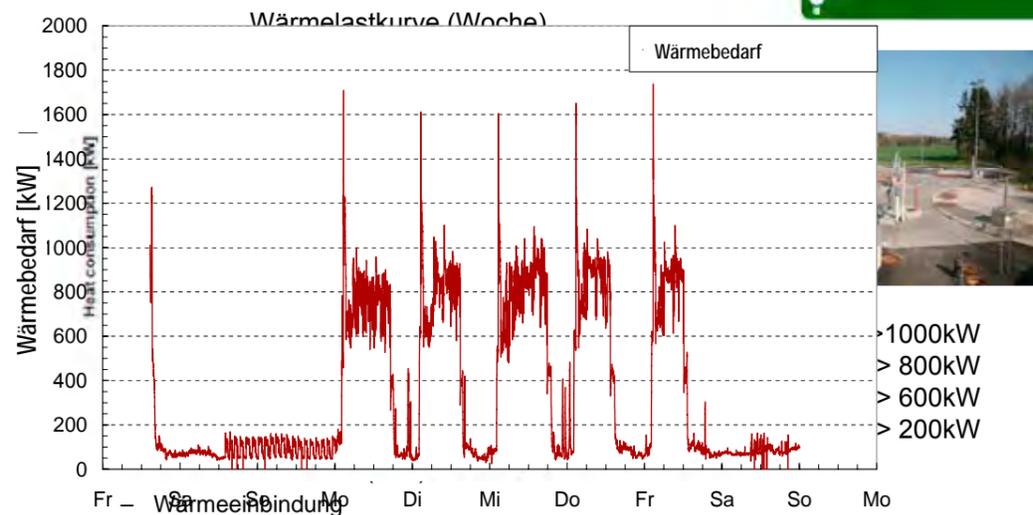
Fließbild Biogasanlage



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Einbindung Biogastechnologie Schlachthof



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Weitere Problemfelder

- Pasteurisierung
 - Batch vs. Kontinuierlich
 - Schaumproblematik
- Wärmetauscher
 - Fouling
 - Parallel vs. Seriell
 - Wärmeübertragung
- Biogasprozessstabilität
 - Fettsäuremuster
 - Pufferfähigkeit bei Belastungsschwankung
- Stickstoffeintrag
 - Nach Hydrolyse ~ 8kg/m³ TKN (sehr hoch)
- Geruchsemissionen
 - Kurzkettige Fettsäuren

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Schlachtabfälle



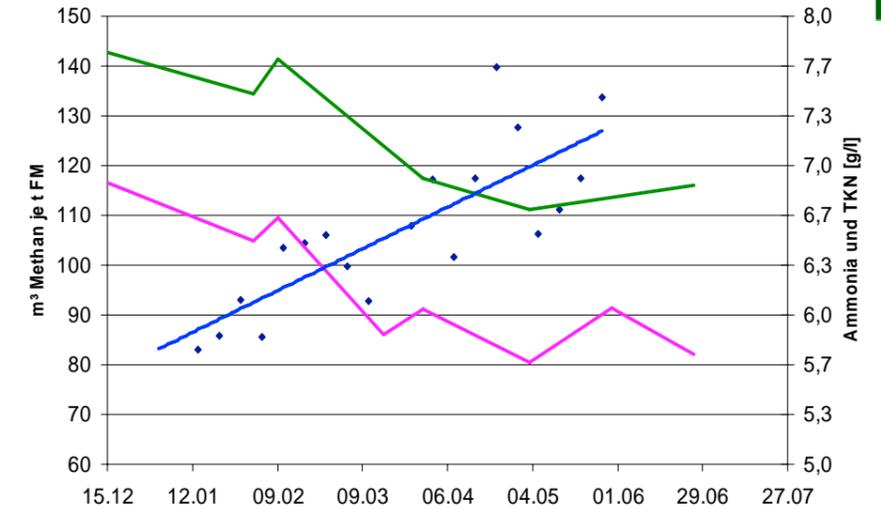
Zusammensetzung

Substrate	COD	TKN	NH ₄ -N	DM	ODM
	[g*kg ⁻¹]	[g*kg ⁻¹]	[g*kg ⁻¹]	[%]	[%]
Blood (swine)	389.17	33.13	2.23	21.48	20.44
Fat scrubber content	157.07	1.27	0.27	6.12	5.43
Colon (swine)	575.11	10.05	2.10	24.37	22.00
Stomach content (swine)	408.41	5.33	0.85	24.44	23.45
Rumen content	181.85	2.64	0.42	11.62	10.26
Blood (cattle)	358.52	28.29	0.39	19.28	18.44
Omasum	697.95	15.11	1.33	29.68	27.34

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

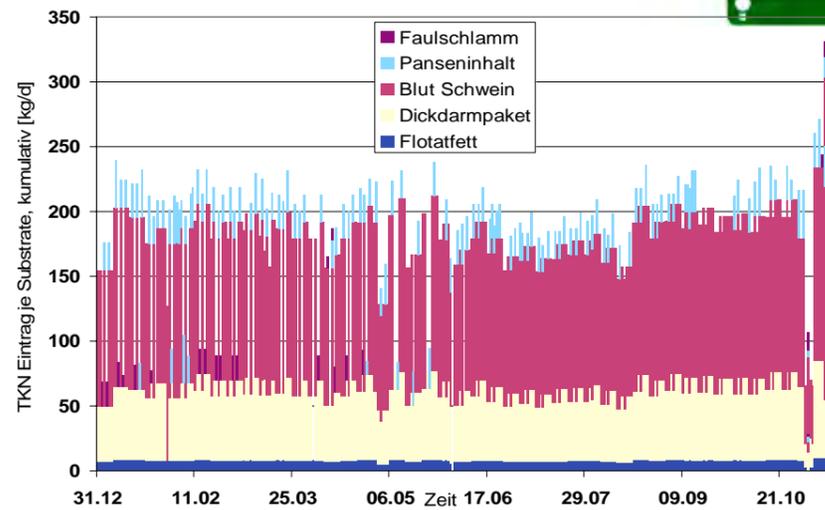
Stickstoff-abhängige Biogasausbeute



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

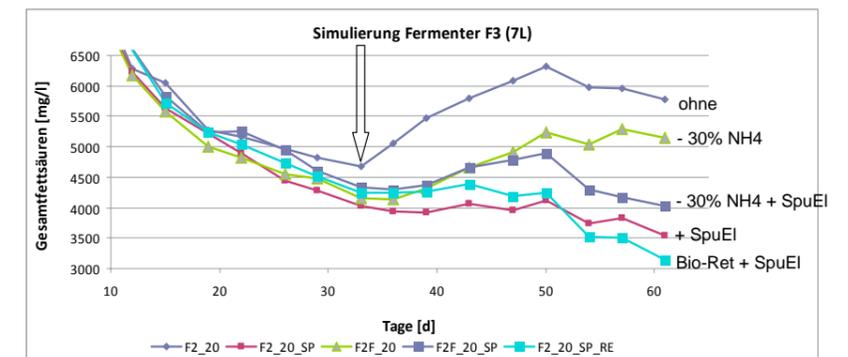
Stickstoffeintrag



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Prozessstabilität – Fettsäuren

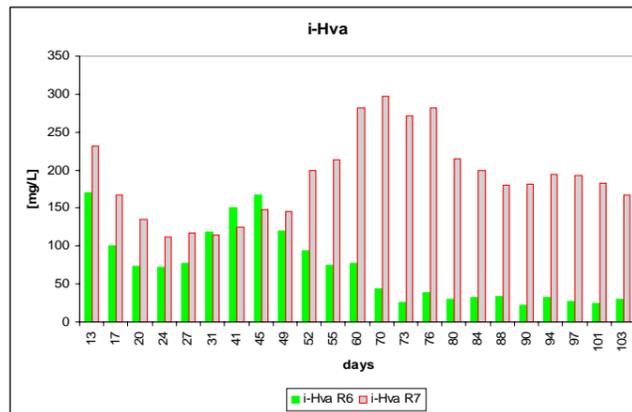


10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Einfluss der Spurenelemente

- Olfaktorisch bedenkliche Fettsäuren (hier: Iso-Valeriansäure)



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner



Energiebilanz Schlachthof

	2006	2007	2008	2009*	Maximum potential
Energy Demand	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Electricity	5,101	5,556	5,828	6,120	6,120
Natural gas	3,051	2,972	2,873	2,079	2,079
Thermal Power (AD-plant)	1,091	871	1,241	1,900	3,802
Thermal power (geothermal)	921	1,092	1,143	1,562	0
Annual Demand	10,164	10,491	11,085	11,661	12,001
Green energy production	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Electricity (AD-Plant)	1,389	1,401	1,257	2,166	5,069
Thermal Power (AD-plant)	1,091	871	1,241	1,900	3,802
Thermal power (geothermal)	921	1,092	1,143	1,562	0
Annual production	3,401	3,364	3,641	5,628	8,871
Degree of self sufficiency	33%	32%	33%	48%	74%

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner



Einfluss auf die Prozessstabilität

- Spurenelemente
- Biomasse Rezirkulation
- Stickstoffabreicherung

10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner



Zusammenfassung

- Einbindung Biogastechnologie in einen Schlachtbetrieb ist möglich
- Problemfelder sind lösbar
 - Wärmeeinbindung
 - Stickstoffproblematik
 - Prozessstabilität
- Energie-Selbstversorgung kann zu einem hohen Prozentsatz ermöglicht werden



10.06.2010

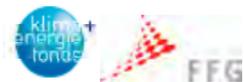
IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner





• Vielen Dank an

- Tobias Pröll
- Roland Kirchmayr
- Rudolf Großfurtner
- Alexander Schumergruber
- Reinhard Waltenberger
- Rudolf Braun



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner

Deutsches BiomasseForschungszentrum
German Biomass Research Centre



Energiebereitstellung durch die anaerobe Fermentation von NAWARO in Deutschland

Highlights der Bioenergieforschung



*Nationale und internationale Ergebnisse zu
den IEA Schwerpunkten
Güssing, 09./10. Juni 2010*



Dipl. Biotechnol. Elmar Fischer

Deutsches BiomasseForschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de



Markus Ortner



Biogas Forschungs- und Beratungsgruppe
@ IFA-Tulln
Konrad Lorenz Straße 20 • 3430 Tulln •
AUSTRIA
Tel: +43 (0)2272 66280-536 • Fax: -503
www.codigestion.com



10.06.2010

IFA Tulln | Anaerobtechnologie | Markus Ortner



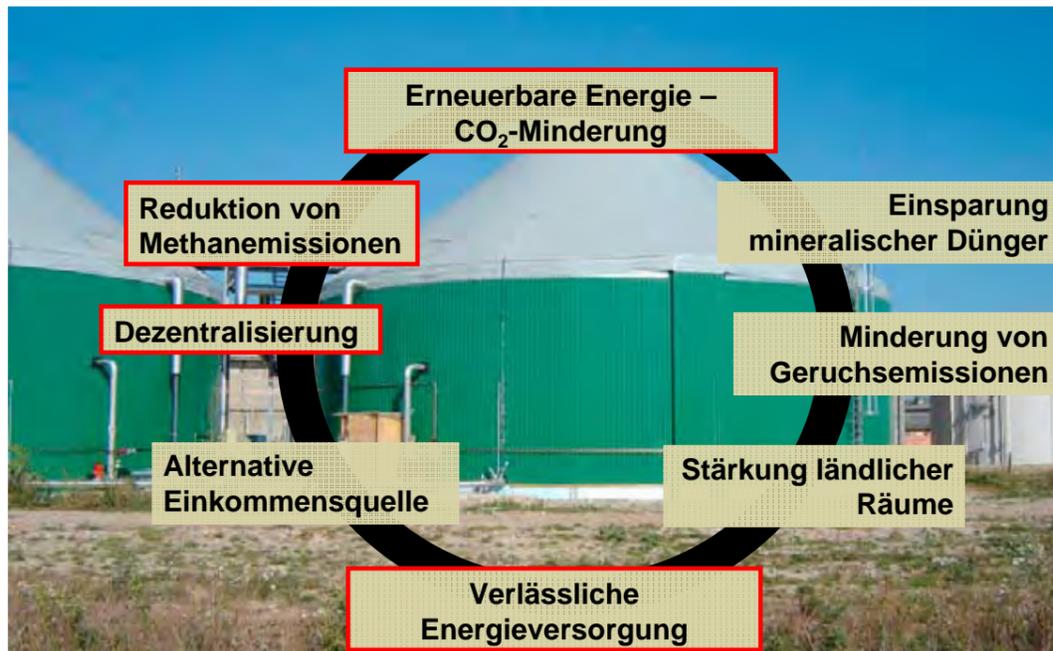
Übersicht



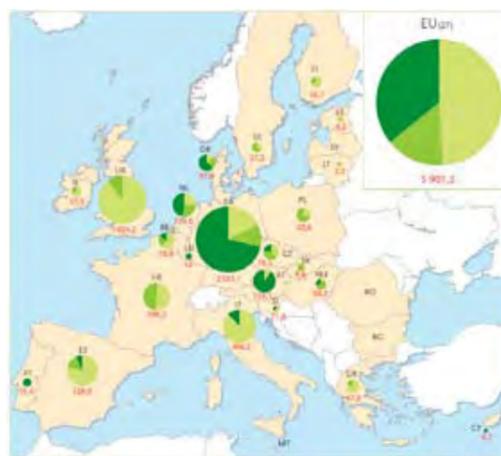
- Stand der Nutzung
- Zukünftige Entwicklung
- Effizienz der NawaRo-Vergärung
- Ökologische Bewertung



Nachhaltigkeit? - Was kann die Biogastechnologie leisten?



Hintergrund - Stand der Biogasnutzung in Europa



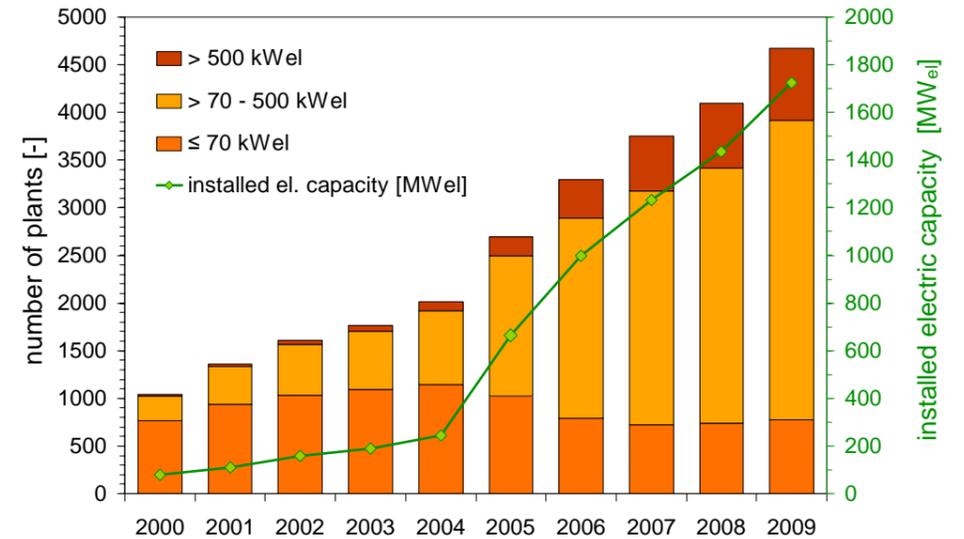
Deutschland ist größter Biogasproduzent in Europa

Kein anderes Land verwendet in ähnlichem Umfang landwirtschaftl. Substrate

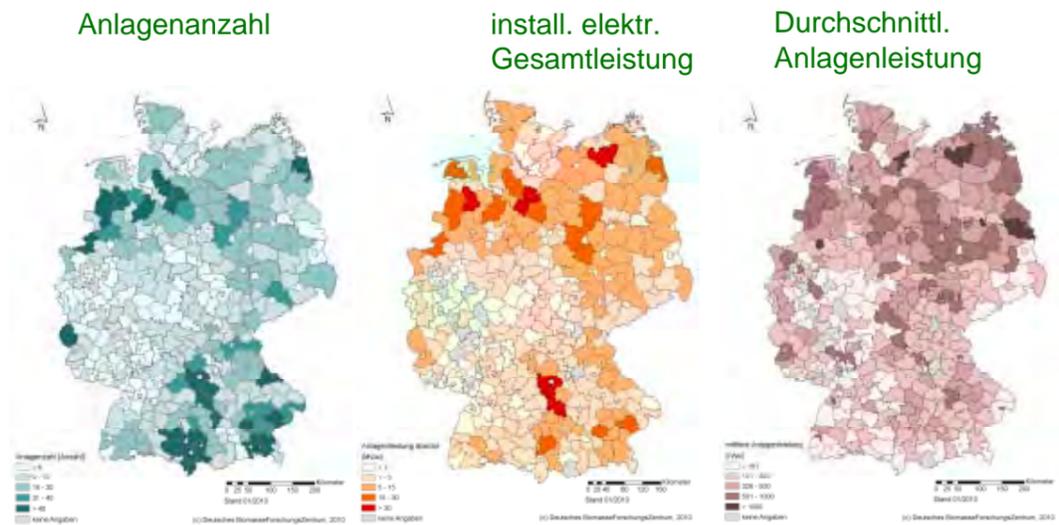
Der Begriff Biogas wird international weitläufiger definiert als in Deutschland!

LEGENDE/KEY
 Production d'énergie primaire de biogaz de l'Union européenne en 2007 (en GWh)
 Primary energy production of biogas of the European Union in 2007 (in GWh)
 Biogaz de fermentation agricole
 Biogaz de traitement d'épuration
 Autre biogaz (autres déchets agricoles, biogaz agricole, etc.)
 3 901,2

Stand der landw. Biogaserzeugung in Deutschland



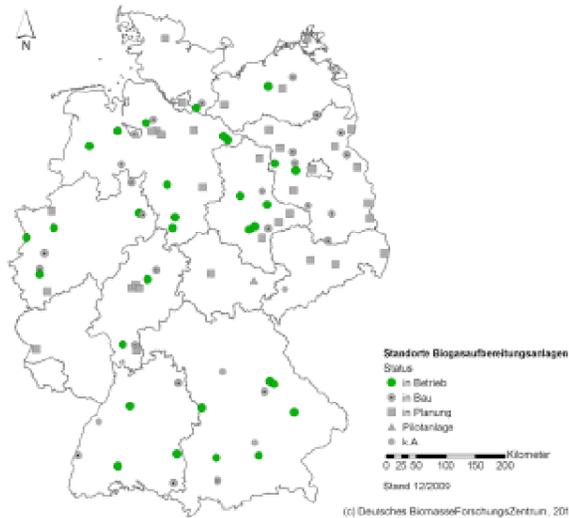
Anlagenzahl und installierte Anlagenleistung in Deutschland



→ Standorterschließung erfordert neue Konzepte



Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen in Betrieb/Planung



ca. 33 Biogaseinspeise-Anlagen in **Betrieb**

Zahlreiche weitere Einspeiseprojekte in **Bau bzw. Planung**

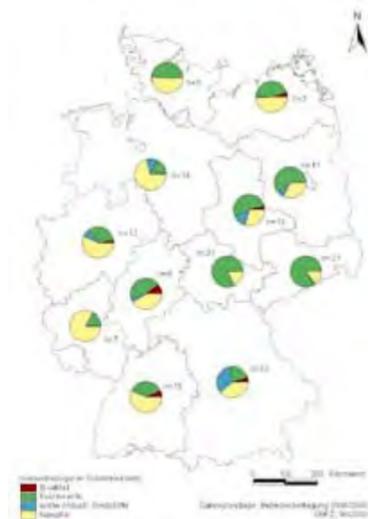
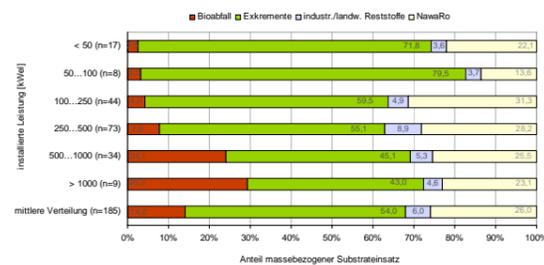
Gegen Jahresende ca. **60-70 Biomethananlagen** mit einer Einspeiseleistung von etwa 50.000-55.000 Nm³/h

Großteil der Anlagen wird mit NawaRo betrieben

Quelle: Anlagendatenbank des DBFZ 7



Substrateinsatz in deutschen Biogasanlagen



Nachwachsende Rohstoffe spielen die mit Abstand größte Rolle bei der Biogaserzeugung in Deutschland

Es bestehen große regionale Unterschiede hinsichtlich des Einsatzes von Gülle

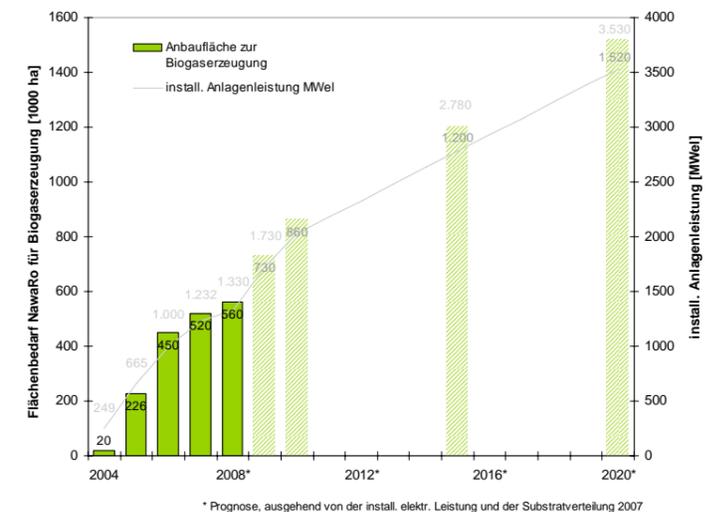
Quelle: Monitoring 2. Zwischenbericht 09/2009 8



Biogasproduktionspotenziale und ihre Nutzung – Prognose



Überlegungen zum Ausbau des Biomethansektors anhand politischer Ziele



Quelle: gwf nach Fischer, 2009 verändert

Stand 2009

Etwa 1,5 TWh bzw. 0,15% des Erdgasverbrauchs in Deutschland *

Ziel 2020 (GasNZV)

6% des Erdgasverbrauchs

Prognose 2020

3,5 GW_{el} Anlagenleistung und 1,5 Mio. ha Anbaufläche

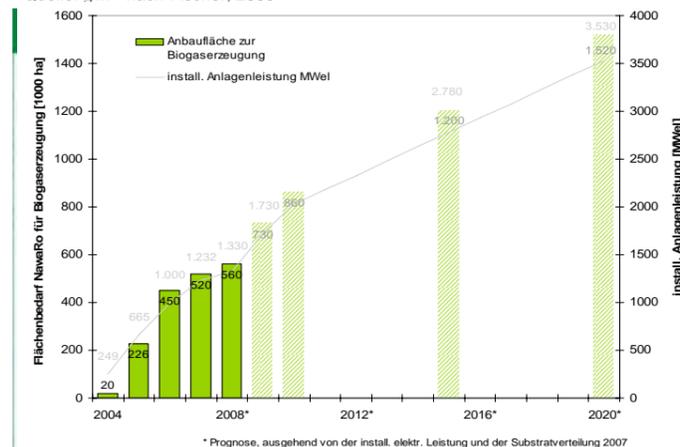
*Quelle: energie | wasser-praxis Daniel-Gromke et al. 2010 9



Biogasproduktionspotenziale und ihre Nutzung - Prognose



Quelle: gwf - nach Fischer, 2009



→ Zukünftiger Ausbau erfordert stärkere Nutzung von Reststoffpotenzialen

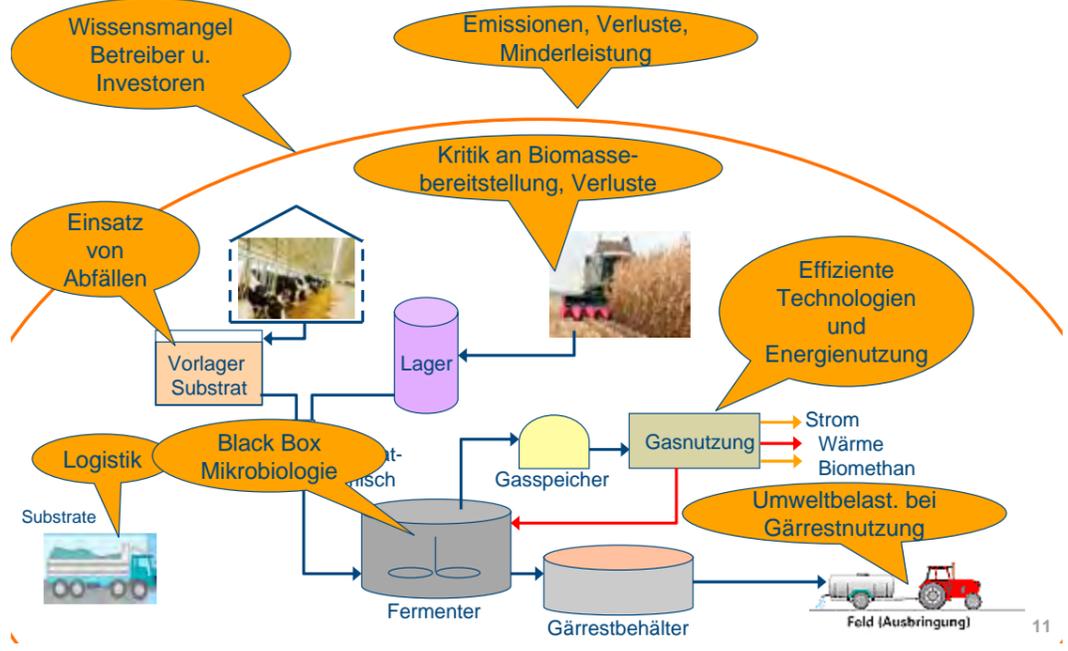
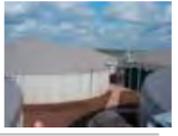
GasNZV - Erforderlicher Ausbau bis 2020

Bei 6 Mrd. Nm³/a werden etwa 1.400 neue BGAA (500 Nm³/h) erforderlich → ca. 140 neue Anlagen pro Jahr

Bei vorrangigem Ausbau auf NawaRo-Basis würde die prognostizierte Anbaufläche allein durch BGAA belegt

10

Und die Praxis?



Effizienz der NawaRo-Vergärung



Energetische Bilanzierung ausgewählter NawaRo-Anlagen



BGA 1 (500 kW)



BGA 2 (360 kW)



BGA 3 (500 kW)

3 Standorte in Westsachsen
Substrate: Rindergülle und NawaRo

Effizienz der NawaRo-Vergärung



- Eigenstrombedarf: ~ 8-9 %
- Eigenwärmebedarf: ~ 15 %
- hohe Restgaspotenziale bis 30 %
- Vergärung von Energiepflanzen silagen (NawaRo) kostenintensiv
- oftmals unzureichende Wärmenutzung → geringe Effizienz
- bisher kein Bilanzmodell auf Basis der Gesamtenergieinhalte der Substrate verfügbar



→ geringe bis keine Kenntnis der Gesamteffizienz von BGA
→ → Vergleichbarkeit der Effizienz zwischen verschiedenen Anlagen oder mit anderen Technologien bisher kaum möglich

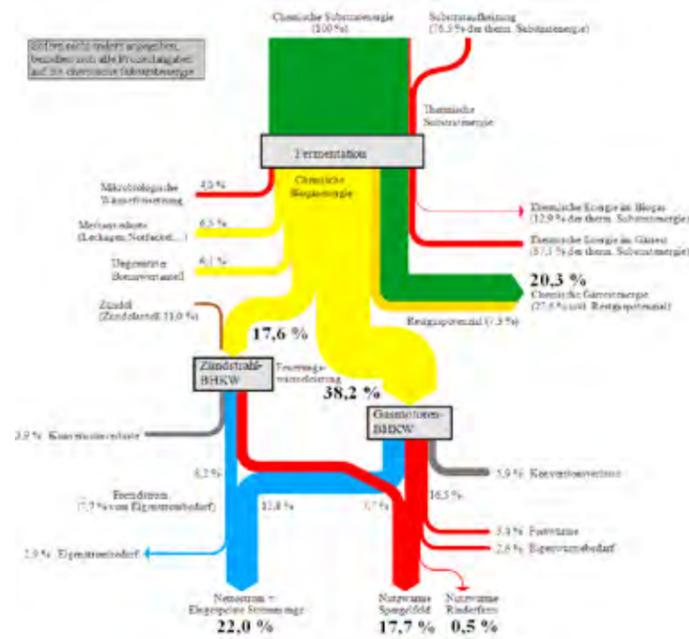
Beispiel: BGA 1 – Ausgewählte Kennzahlen



Kennzahl	Einheit	Ø Wert
Abbaugrad der oTS	%	76,2 $\left(\text{Abbaugrad}_{\text{oTS}} = 1 - \frac{\dot{m}_{\text{Gär,oTS}}}{\dot{m}_{\text{Sub,oTS}}} \right)$
Restmethangaspotenzial	$\text{m}^3_{\text{NCH}_4} / \text{t}_{\text{FM}}$	5,3
Eigenstromanteil	%	8,4
Eigenwärmeanteil	%	10,8
BHKW-Gesamtnutzungsgrad	%	81,8
Volllaststunden Zündstrahl-BHKW	h/a	8219
Volllaststunden Gasmotoren-BHKW	h/a	7736
Zündölanteil	%	11,0



BGA 1 - Energieflussdiagramm

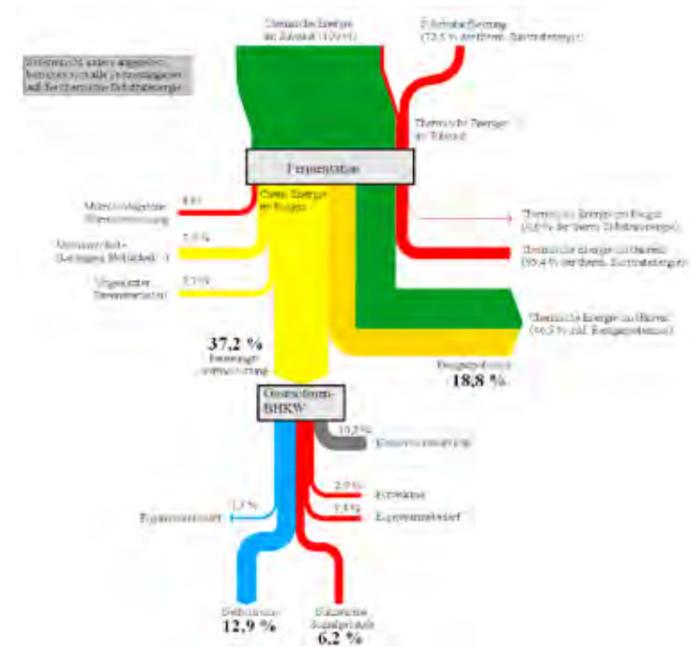


$\eta_{BGA,ges} = 40,2\%$
zündölbereinigt:
 $\eta_{BGA,ges} = 39,1\%$

Quelle: Fischer et al., 2009



BGA 2 - Energieflussdiagramm

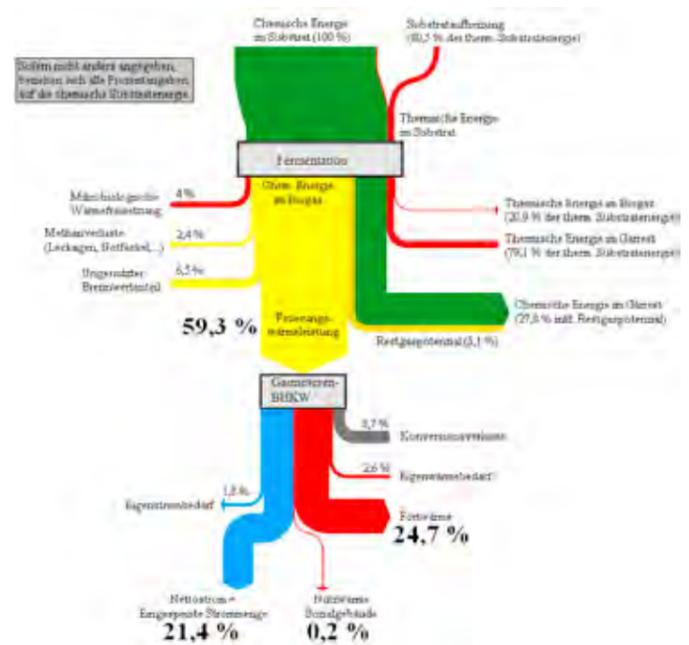


$\eta_{BGA,ges} = 19,1\%$

Quelle: Fischer et al., 2009



BGA 3 - Energieflussdiagramm

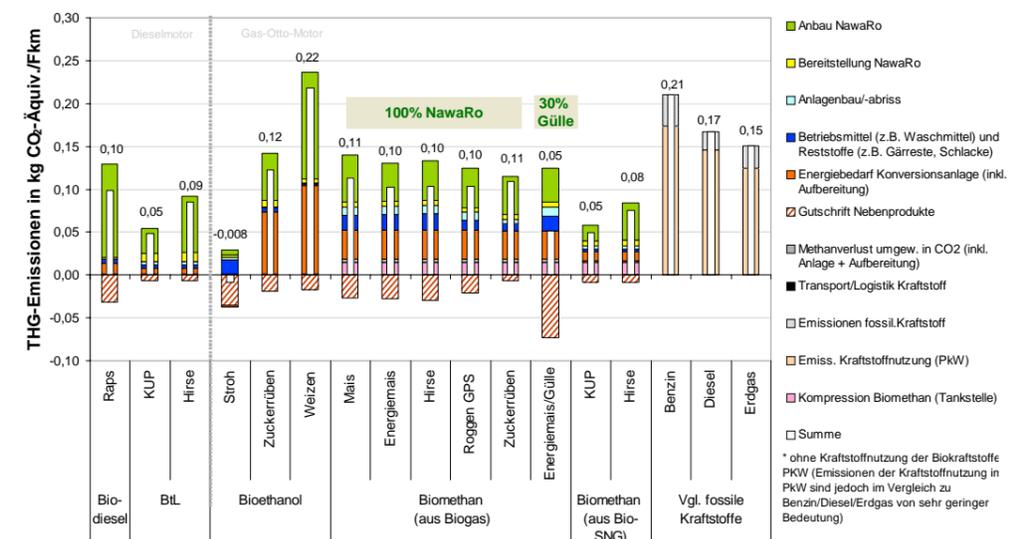


$\eta_{BGA,ges} = 21,6\%$

Quelle: Fischer et al., 2009



Ökologische Bewertung – wesentliches zukünftiges Kriterium



→ Biomethan bietet eine vielversprechende Perspektive

Quelle: IE/KWS 2008; LCA auf Basis der Substitutionsmethode



- Nachwachsende Rohstoffe stellen den Hauptmotor der deutschen Biogasbranche dar
- Die Anlageneffizienz der Biogasbereitstellung aus Nachwachsenden Rohstoffen sollte noch verbessert werden
- Zukünftig werden konkretere Anforderungen an die Umweltwirkungen von Biogasanlagen formuliert werden
- Biomassepotenziale zur Biogasbereitstellung sind derzeit nur zu rund 15% ausgeschöpft.
- Die Biomasseverfügbarkeit für einen Anlagenzubau ist gegeben.
- Gerade Anlagen in industriellem Standard werden aus Sicht der Nachhaltigkeit als auch aus der Sicht der Energieträgerbereitstellungskosten konkurrenzfähig sein.

Die Akzeptanz von Biogasanwendungen fördern!

Wolfgang E. Baaske



Vielen Dank!



Dipl. Biotechnol. Elmar Fischer
Bereich Biogastechnologie (T)
Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH
Tel: +49(0)341-2434-452
eMail: elmar.fischer@dbfz.de

Biogas ist ein Hoffnungsträger,
aber nicht in meinem Garten.



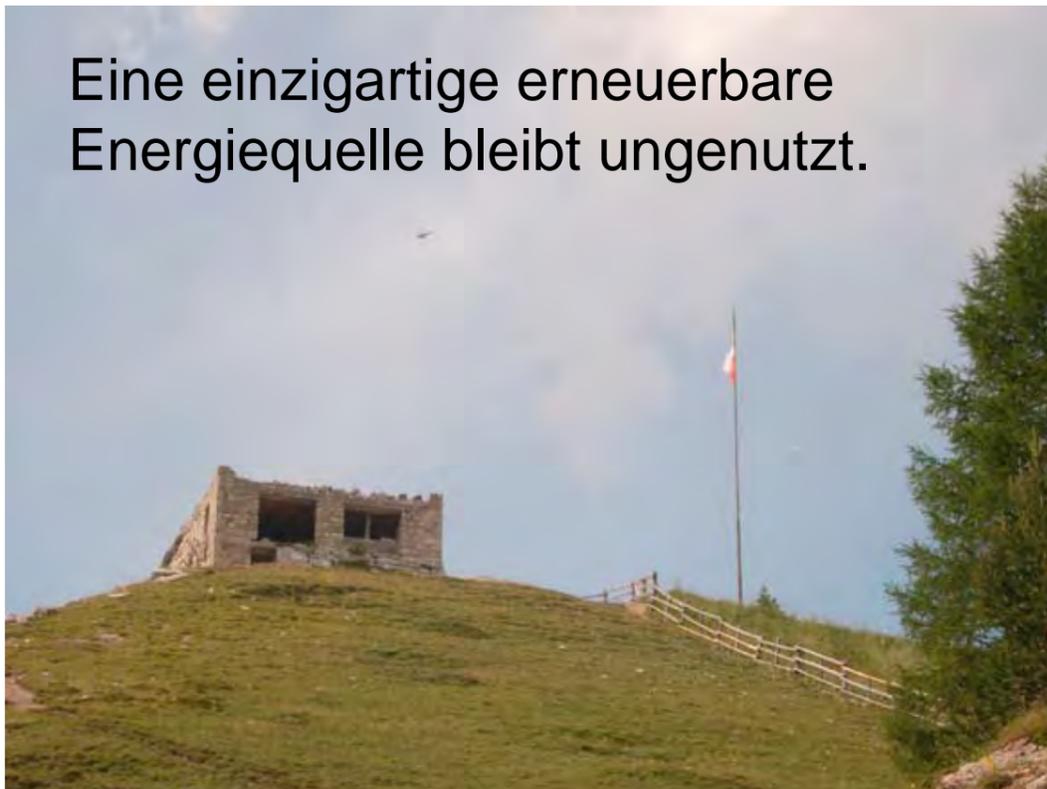
Biogasanlagenbetreiber sind oft mit Widerstand konfrontiert.



Biogasbetreiber können ihren Rückhalt von der Gesellschaft verbessern.



Eine einzigartige erneuerbare Energiequelle bleibt ungenutzt.



Ein integrierter Plan schafft Akzeptanz – Betreiber können sich auf ihr Kerngeschäft konzentrieren.

Projekttitel: „Promoting Biogas in European Regions – Transfer of a Supporting Acceptance Tool for Stationary and Mobile Applications (BiogasAccepted)“

Projektlaufzeit:
Das Projekt läuft vom 1.10.2007 bis zum 31.3.2010.

- Projektpartner:
- PROFACTOR GmbH, Österreich
 - Fondazione Nord Est, Italien
 - Magyar Biogáz Egyesület (Hungarian Biogas Association), Ungarn
 - Instytut Paliw i Energii Odnawialnej (PIEOWEC BREC), Polen
 - University of Barcelona, Department of Chemical Engineering, Spanien
 - Research Realization Institute of Renewable Energy Sources, Slowakei

Koordinator:
STUDIA Studienzentrum für Internationale Analysen, Schlierbach / Österreich

Intelligent Energy Europe



NETZWERKE BÜNDELN REGIONALE KRÄFTE



In 24 Biogas Round Tables wurde die Lage analysiert.



Manche Akzeptanzfragen
benötigen regionale Kooperation

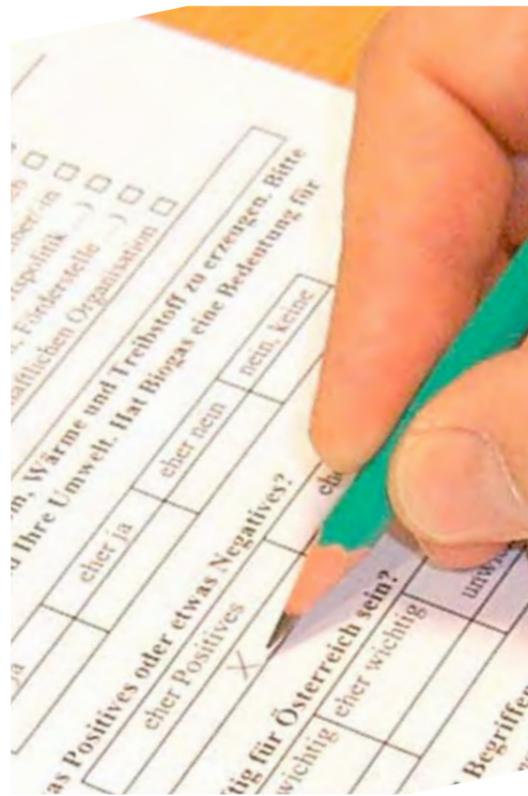
Beispiel eines oberösterreichischen Netzwerks



Empfehlungen für Aktionen
wurden herausgearbeitet



**LOKALE PROJEKTE
DURCH
KOMMUNIKATION
UNTERSTÜTZEN**



Eine Befragung wurde entwickelt.
→ **Haupthandelnde einbezogen**



Eine Befragung wurde entwickelt.
→ **Wer sind die Nachbar/innen?**



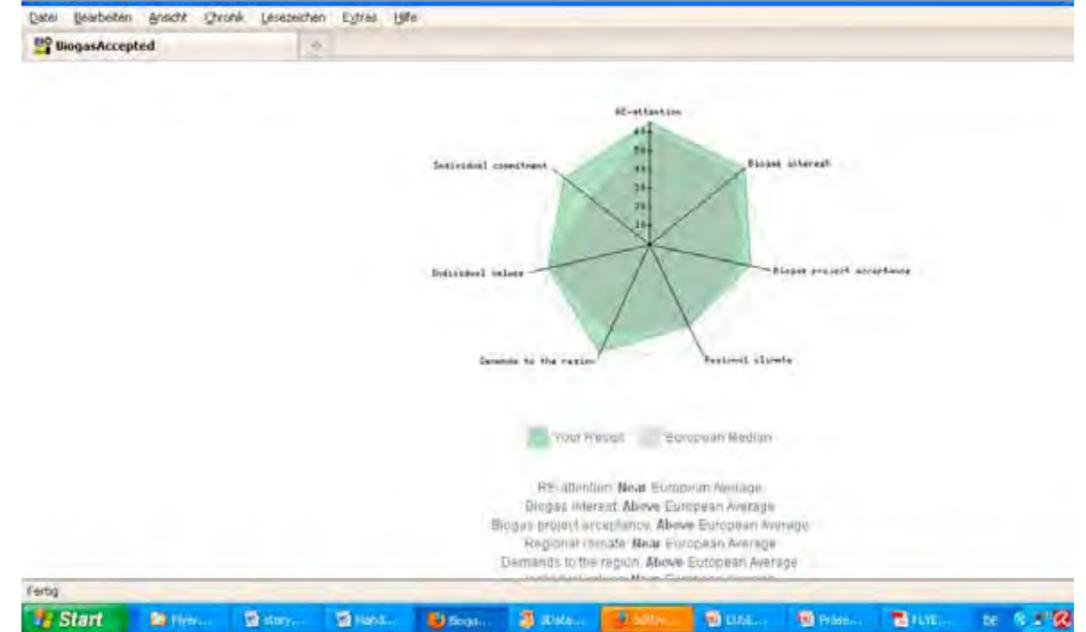
Eine Befragung wurde entwickelt.
→ **Nachbarschaft vorinformiert**



24 Anlagen wurden bewertet.
 → 617 Antworten KWK/Netzeinspeisung



24 Anlagen wurden bewertet.
 → Online Evaluation



24 Anlagen wurden bewertet.
 → 765 Antworten „Biogastankstelle“

Hier könnte Ihre neue Biogastankstelle stehen!

79 Prozent befürworten eine Biogastankstelle in der Region Gutau*

Information: DI Dominik Ochs, Tel. 07232 845-419, dominik.ochs@profactor.at, PROFACTOR GmbH, *www.biogasaccepted.eu

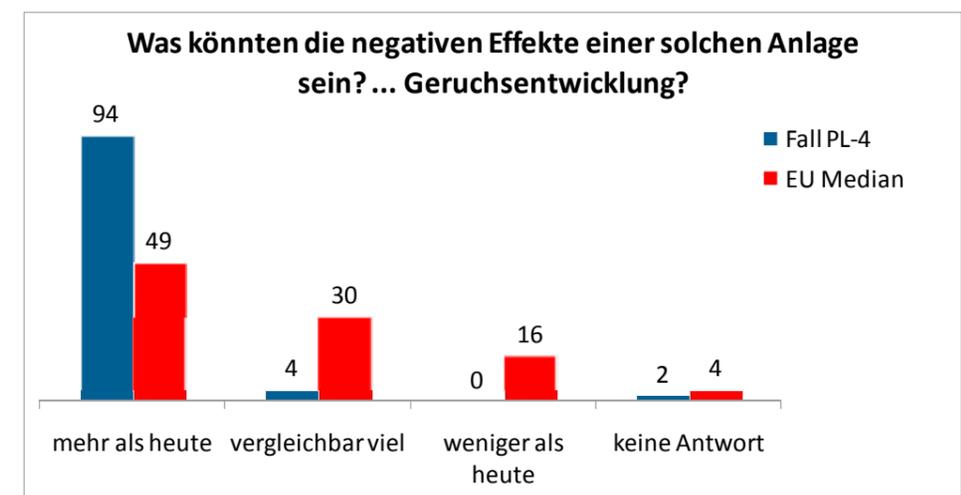
Wussten Sie, dass ...

- Biogas lokal erzeugter Treibstoff ist
- Biogas niedrigere Emissionen verursacht
- Biogas die höchste Reichweite pro ha Anbaufläche hat
- Biogas aus Abfall erzeugt werden kann
- ein kostengünstiger Treibstoff ist

WANN STEIGEN SIE AUF EIN BIOGAS-AUTO UM?

PROFACTOR Intelligent Energy

Maßnahmen verbessern die Akzeptanz
 → Betreiber wird informiert



Answers in percentages, n=539 neighbors of existing or planned biogas plants, www.biogasaccepted.eu, 2010

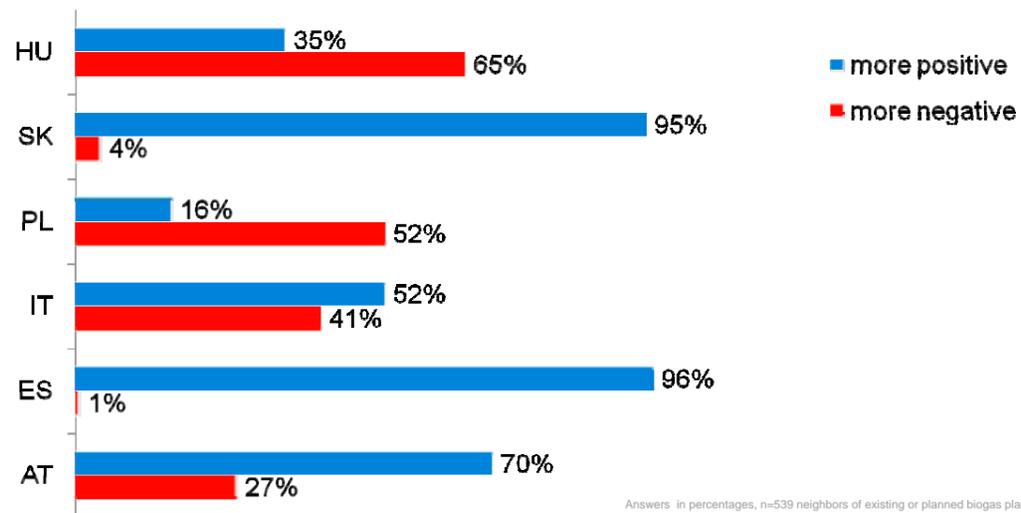
Maßnahmen verbessern die Akzeptanz → Die Nachbar/innen informieren

Briefe, Folder, Gemeindezeitung,
Veranstaltungen ...



Maßnahmen verbessern die Akzeptanz → auf nationaler Ebene

Does "biogas" have a positive or a negative connotation for you?



Answers in percentages, n=539 neighbors of existing or planned biogas plants.
www.biogasaccepted.eu, 2010

**BEWUSSTSEIN
FÜR BIOGAS WIRD
GESCHAFFEN:
PROJEKTÜBER-
GREIFEND**



6 Pressekonferenzen haben
Aufmerksamkeit hervorgerufen



6 Events „Biogas für meine Region“ haben Bewusstsein gebildet



Die Kommunikation soll bewusst in
die Hand genommen werden.

6 workshops für Biogasberater haben das Tool verbreitet.



Eine feindliche Umgebung kann ein
Hindernis für Biogas darstellen.

Wie Ihnen BiogasAccepted helfen kann, Akzeptanz zu verbessern



**Handbuch
Software
Erfahrungsberichte**

www.biogasaccepted.eu

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**



Wolfgang E. Baaske, Dipl.-Math.
Studienzentrum für internationale Analysen
(STUDIA-Schlierbach)
baaske@studia-austria.com



Die Menschen sind informiert und
Biogasnutzung entwickelt sich





Biogas in the Czech Republic *Current Status and Best Practise Examples*

Dr. Jan Stambasky
(Head of International Affairs)

Highlights der Bioenergieforschung, Güssing, Austria

Czech Biogas Association
Na Zlate stoce 1619
CZ-37005 Budweis



EUROPEAN UNION
EUROPEAN REGIONAL DEVELOPMENT FUND
INVESTMENT IN YOUR FUTURE

NovaErgo
Your new energy



Biogas Production Background

- Biogas relates to any AD process
 - *agricultural, WWTP, landfill*
- Since 1950's AD processes at WWTP
 - *more than 100 WWTP with AD today*
 - *any city with more than 25000 inhabitants*
- CHP installed at about 60 places, 17 MW_{el}
- No growth potential, process optimization

Na Zlate stoce 1619
CZ-37005 Budweis



EUROPEAN UNION
EUROPEAN REGIONAL DEVELOPMENT FUND
INVESTMENT IN YOUR FUTURE

NovaErgo
Your new energy

New Era of Biogas Production

- Renewable Energy Act 180/2005
 - the key support scheme for all the renewables
 - granted grid access (up to the grid capacity)
 - granted purchase of the electricity produced
 - feed-in tariffs, green bonuses (producer's choice)
 - AF1 and AF2 categories for biogas production
 - only electricity production supported

Feed-in Tariffs and Green Bonuses

- Feed-in tariffs
 - standard support scheme (paid by grid operator)
- Green bonuses
 - intended to bring producers to the el. market
 - producers sell for the common market price
 - additional green bonus paid by the grid operator
 - motivation: in sum more than feed-in tariff
 - big savings when producer is consumer* too

Energy Regulatory Office

- Energy grid monopolies regulator
- Responsible for feed-in tariffs and green bonuses annual updates
 - defines the indicative project parameters
 - support calculated to pay-back in 15 years
 - actual economic conditions are considered
 - rationale heat utilization is expected

Public Support for Biogas

- European structural funds
 - different resources: Ministry of Agriculture, Ministry of Industry and Trade, Ministry of Environment
- Investment subsidies
 - generally up to 30% of the investment
 - majority of the projects were successful

About the Market – CzBA Survey

- Analysis of 50 planned projects
 - *Input: manures, and standard agro crops (maize and grass silage)*
 - *substrates input 15000-20000 metric tones*
 - *two stage mesophilic fermentation*
 - *biogas utilized exclusively in CHPs*
 - *standard installed power of 500's kW*
 - *heat utilisation varies, generally low*

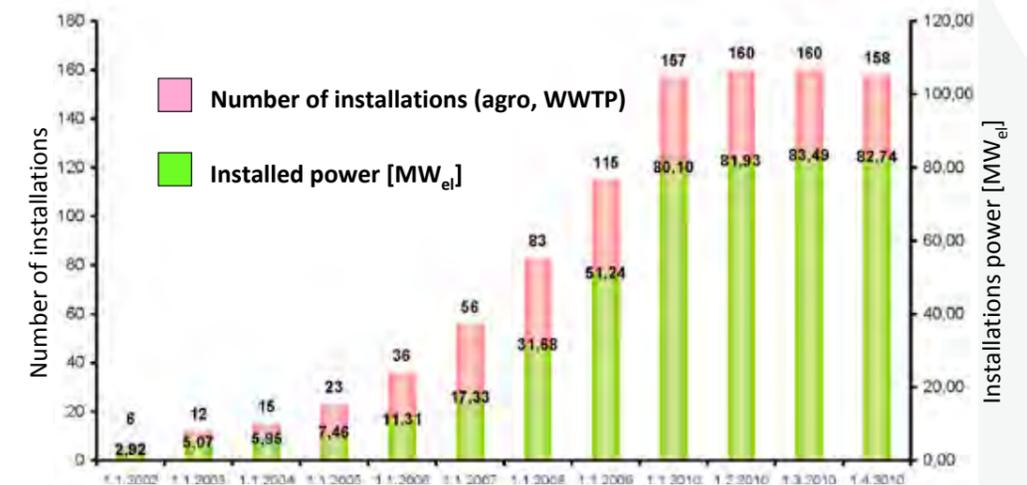
Current Market Development

- Small country, lot of suppliers
 - *pushing up standards*
 - *services, guarantees, quality of supply, customer care*
- Basically only agricultural biogas plants
 - *based in support schemes*
 - *biowaste related projects are exemptions*
- Only small credit crunch impact
 - *revenues guaranteed by the law (REA)*

Current Market Players

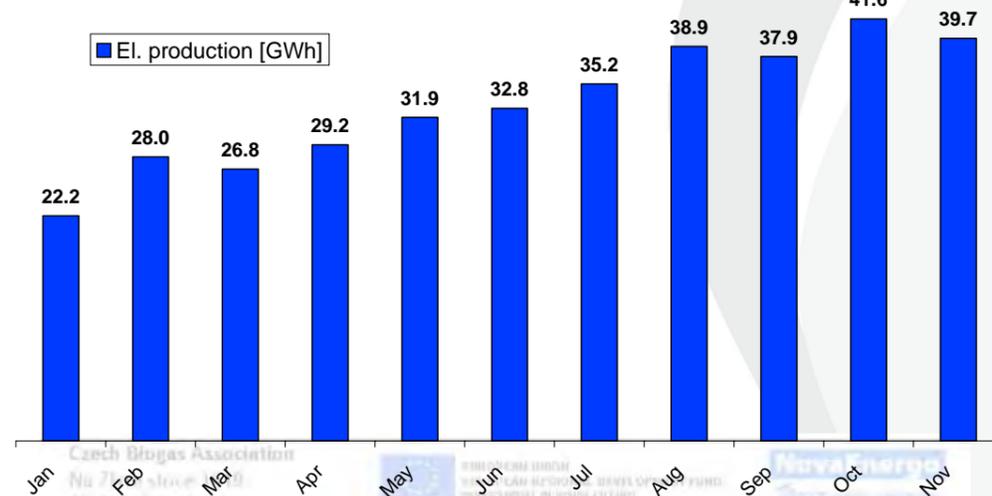
- Well established companies in most cases
- Time-approved technologies
- Mostly German companies
 - *German market is very close and well developed*
 - *daughter companies or authorised partners*
 - *also directly (sales offices only)*

- number of plants and installed power



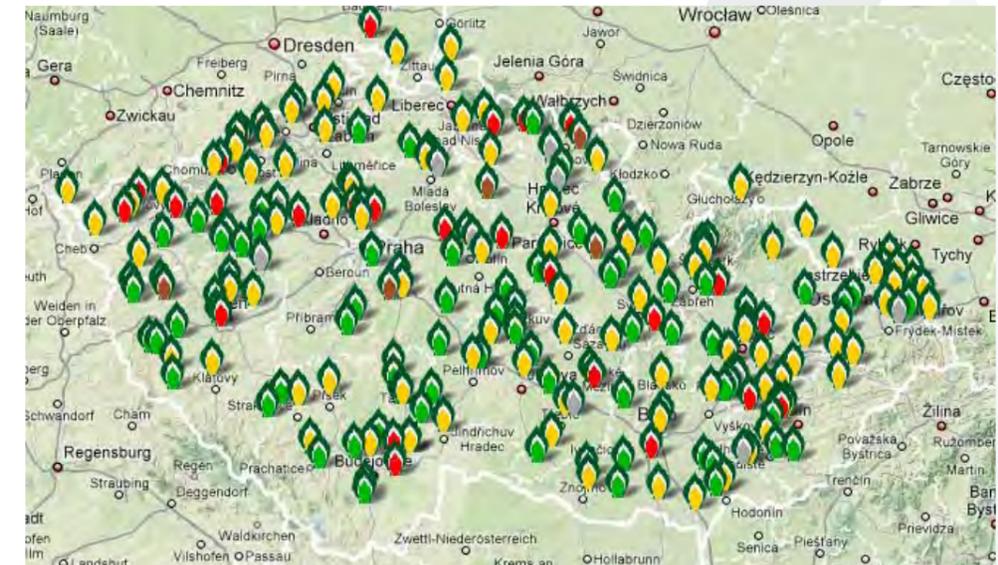
Current Development

–el. production in 2009



CzBA Information centre

–map of AD plants



CzBA – National Technology Platform

- New professional body for the new business
- National technology platform on biogas
 - coordination of biogas research agenda
 - preparation of methodology and regulations
 - providing expert services including education
 - national information centre on biogas
 - participation in the international strategic projects (IEE-GasHighWay, IEE-BiogasIN)

Experienced Market Difficulties

- Grid capacity
 - existing electricity grid was never designed to accommodate distributed production
- Feed-in tariffs and green bonuses
 - sufficient for agricultural biogas plants
 - biowaste utilization discriminated
- Farmers are conservative decision makers

Biogas in the CZ– the 2020 Scenario

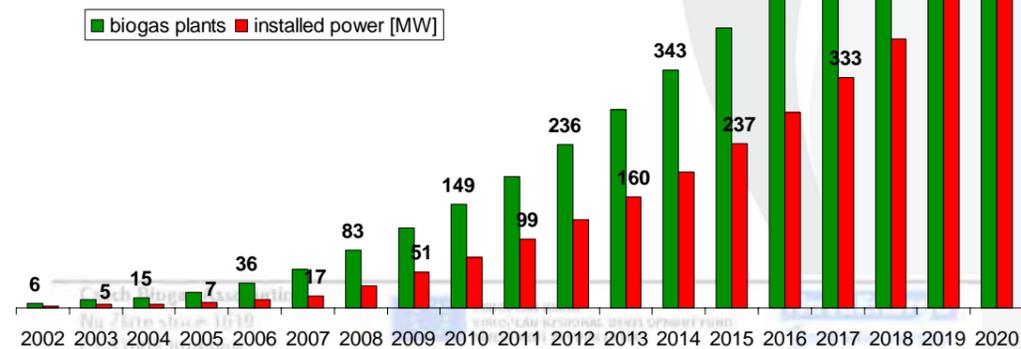
- Continuous progress in agro biogas
 - based on current support schemes
 - total installed capacity above 500 MW possible
 - that would count about 800 agricultural biogas plants
 - total production of about 2 billions of cubic metres of biogas
- Untapping biomethane potential
 - estimated 20% of all the agro-biogas plants
 - big potential for large scale projects, and locations with too crowded el. grid

Thank you all for your kind attention



EUROPEAN UNION
EUROPEAN REGIONAL DEVELOPMENT FUND
INVESTMENT IN YOUR FUTURE

Biogas in the CZ –the 2020 scenario



Project BIOGAS Třeboň

Miroslav Kajan

aqua@trebon.cz

Czech Biogas Association

BIOPLYN Třeboň spol. s r.o.

... heat utilization from BGP varies, generally is low ... 1

	Unit	2010	2020
Inst. thermal power	<i>MWth</i>	90	500
Heat production	<i>TJ/year</i>	2 592	14 400
BGP consumption	<i>TJ/year</i>	518	2 880
Available heat	<i>TJ/year</i>	2 074	11 520
Natural gas equivalent	<i>mil. m³/year</i>	58	320
Price	<i>mil. CZK/year</i>	576	3 200
	<i>mil. EUR/year</i>	23	125

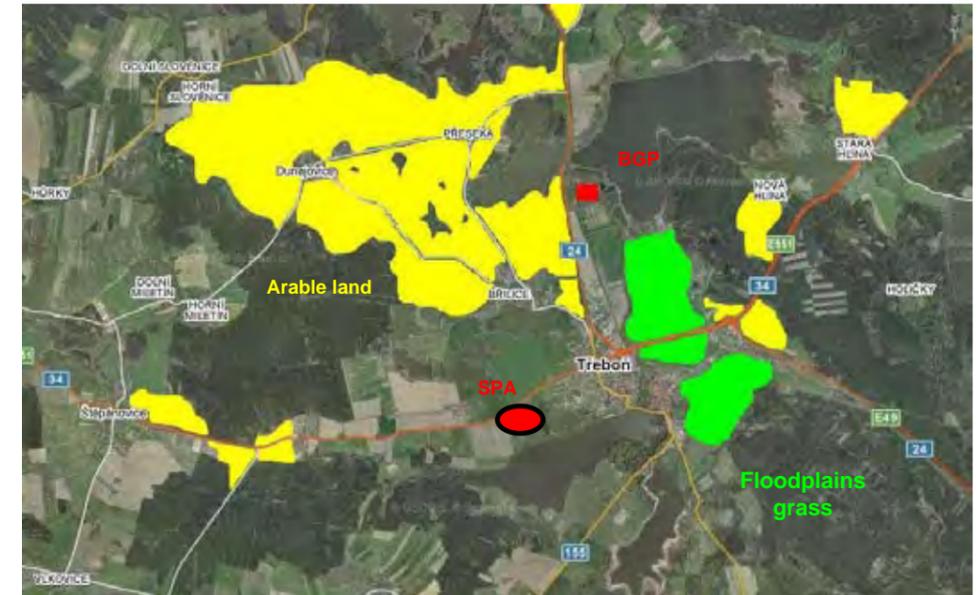
Project „BIOGAS Třeboň“ objectives

2

- Maximize the use of heat energy
- Utilization of grass from floodplains (400 ha)
- Local utilization of biomass from arable land
- Local utilization of produced energy (electricity and heat)
- Increase the share of renewables in the region

Bioplyn Třeboň - Project location

4



Bioplyn Třeboň – Project parameters and location

3

Building 1:

BGP

agricultural grounds
(Pig's farm, Old BGA, WWTP)

Building 2:

„BIO“gas pipeline

(4,4 km)

Building 3:

„BIO“heating plant

Spa Aurora grounds



Building 1: BGP

5

Biogas production: 12 000 m³/day

Cogeneration unit: 175 kW el + 223 kWth



Building 2 : Biogas pipeline

6

Length: 4,4 km
 Diameter: 160 mm
 Delta P: 40 / 20 kPa
 Q: 420 Nm³ BP/h
 18 pcs of drainers



Building 3: „Bio“ heating plant

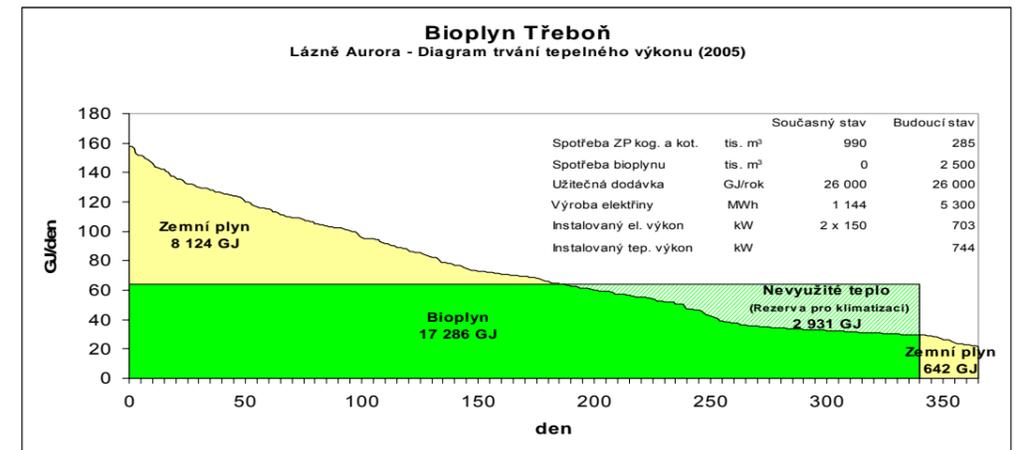
7

New building, noise 36 dB
 Cogeneration Jenbacher
 844 kW_{el} + 843 kW_{th}
 Heat accumulation 2 x 100 m³



Building 3: „Bio“ heating plant - heat supply

8



SPA saving 500 000 m³ of natural gas

Connection of „OLD“ and „NEW“ biogas plants fermentors

9



Thank You for Your attention
 Mira Kajan

POSTER

Kurzbeschreibungen

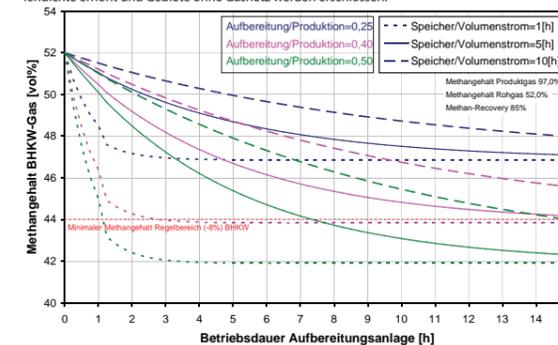
Mobiles Biogas

Flexible und wirtschaftliche Nutzung von Alternativenergieträgern in einem flächenmäßig erschlossenen Gastankstellennetz

Autoren: Güssing Energy Technologies GmbH, Michael Harasek, Vitaliy Kryvoruchko, Harald Bala, Thomas Gföllner

Zielsetzung:

Auf Basis der wirtschaftlich darstellbaren Anlage in Margarethen/Moos zur Erzeugung von Biomethan aus erneuerbaren Energieträgern wird eine mobile Biogasaufbereitungs- und speicheranlage entwickelt, welche die Investitionskosten von Tankstellen und Biogasanlagen reduziert. Zum Einen weil die Investitionskosten der mobilen Anlage auf die einzelnen Biogasanlagen verteilt werden. Zum Anderen können im Falle der Serienproduktion einer damit versorgten Tankstelle die Investitionskosten der Tankstelle selbst gesenkt werden. Damit wird die Wirtschaftlichkeit der Biogasaufbereitung gesteigert, die Tankstellendichte erhöht und Gebiete ohne Gasnetz werden erschlossen.



Einfluss der Offgas-Rückführung in den Gasspeicher auf die Methankonzentration im BHKW-Gas für unterschiedliche Größen und Betriebsdauern der Aufbereitungsanlage

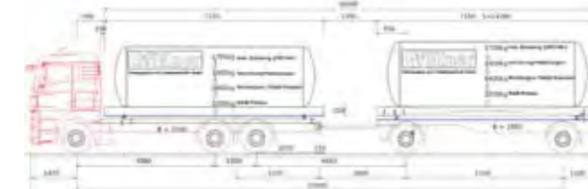
Logistik und Tankstellen:

Das Konzept "Mobiles Biogas" sieht vor Aufbereitung und Gastransport mobil zu gestalten. Hierbei soll die Verwendung von standardisierten WAB-Systemen (Wechsellaufbaubrücke) auf LKW's angewendet werden. Die Gasaufbereitungsanlage wird hierbei als Container auf das WAB-System aufgebaut und ist somit mobil, um die Kapazitäten mehrerer Biogasanlagen zu nutzen. Zusätzlich wird ein Anhänger mit dem WAB-System ausgestattet.

Die Gasspeicherung des aufbereiteten Biomethans erfolgt in Druckbehältern, die bis maximal 300 bar befüllt werden und ebenfalls als mobiles WAB-System ausgeführt werden. Der Kompressor befindet sich hierbei in der Aufbereitungsanlage. Nach Befüllen der Speicher werden die WAB-Gasspeicher mit LKW und Anhänger zu den einzelnen Tankstellen transportiert und abgestellt. Die Speicher werden an die Tankstelle angeschlossen, wobei eine teilweise Nachverdichtung des Gases notwendig ist. Die in Kaskade verschalteten Druckbehälter werden dabei auf Drücke von etwa 20bar entspannt. Die Notwendigkeit eines Verdichters mit variablen Eingangsdruck ist hierbei erforderlich. Die entleerten WAB-Gasspeicher werden abtransportiert und bei den Biogasanlagen wieder befüllt.



Entwurf Flaschenbündelaufbau auf WAB-System



Entwurf Lastenaufteilung LKW mit WAB-System

Zusammenfassung:

Das Konzept der mobilen Biogasversorgung stellt eine richtungweisende, innovative Lösung zur Versorgung von netzfernen Regionen mit umweltfreundlichem Biomethan dar. Ein wichtiger Punkt stellt die Reduktion der Investitions- und Betriebskosten der mobilen Anlage dar, um wirtschaftlich konkurrenzfähig zu bleiben.

Dieses Konzept stellt derzeit ein sehr kurzfristig zu realisierendes Potential dar, um den bestehenden KFZ-Verkehr mit Treibstoffen aus 100% erneuerbaren Energieträgern zu versorgen.



Gasaufbereitung:

Die Gasaufbereitung vor Ort bei Biogasanlagen ist mittlerweile Stand der Technik. Das relativ neuartige Membrantrennverfahren (Gaspermeation) wird derzeit an zwei Biogasanlagen für die wesentlichsten Schritte der Biogasaufbereitung bereits stationär und seit einigen Jahren erfolgreich verwendet. Es gibt aktuell aber keine mobile Aufbereitungsanlage am Markt. Zu Beginn des Projektes wurden die am Markt derzeit verfügbaren Technologien untersucht, das Ergebnis dieser Evaluation ist in der nebenstehenden Tabelle zusammengefasst.

	Membran	PSA, TSA	Absorption Umgebungs-zustand	Absorption Umgebungs-temperatur, Vakuum	Absorption Gekühlt	Kryo
Leistung	**	***	**	**	***	***
Bedienbarkeit	***	*	***	**	*	*
Sicherheit	***	***	***	***	*	**
Kompaktheit	***	**	***	**	*	*
Investmentkosten	***	***	***	**	*	*
Betriebskosten	***	**	**	***	*	*
Einfachheit	***	**	**	*	*	*
Gesamtpunkte	20	15	16	15	9	10

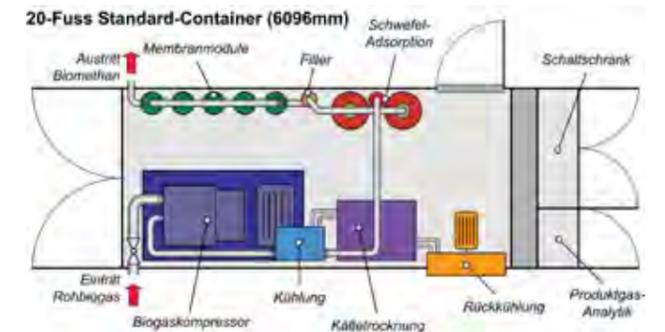
Ein Grund warum bisher noch keine mobilen Anlagen realisiert werden konnten ist, dass die für die Biogas-Netzinspeisung bevorzugte Technik auf Dauerbetrieb ausgelegt ist, und keinen START-STOP Betrieb verträgt. Hier stellt die Membrantechnologie einen entscheidenden Fortschritt dar, da diese Anlage klein und theoretisch ein- ausschaltbar ist. Somit scheint es machbar, eine mobile Aufbereitung zu entwickeln, und mehrere Tankstellen stationär zu betreiben.

Im Rahmen dieses Projektes wird die Anwendung des relativ neuartigen Membrantrennverfahrens Gaspermeation für mobile Anwendung adaptiert. Einige Herausforderungen, wie Erschütterungen während des Transportes, schwankende Biogasqualität von verschiedenen Biogasanlagen, STOP&GO Betrieb, Explosionssicherheit, Stromversorgung der Kompressoren und der Aufbereitungsanlage und Antrieb des Tragfahrzeuges mit Biogas sollen dabei bewältigt werden.

Eine weitere Herausforderung stellt auf Grund des Start-Stop Betriebes die Speicherung der Rohbiogasmenge dar, da hierbei zusätzliche Biogasspeicher benötigt werden, um die aufzubereitende Biogasmenge zu Verfügung zu stellen. Die Aufbereitungsanlage nutzt hierbei die derzeit meist ungenutzten Ressourcen an zusätzlicher Biogasmenge, die Biogasanlagen bereitstellen könnten.

Einen wesentlichen Vorteil der mobilen Aufbereitungstechnologie stellt auch die Durchsatzkapazität der Aufbereitungsanlage bezogen auf den zur Biogasanlage zurückgeführten Off-Gas Strom dar. Bei einer stationären Anlage wird die Produktionskapazität in Abhängigkeit der Produktionsmenge der Biogasanlage derart gewählt, dass ein minimaler Methangehalt zur Nutzung des Gases im Gasmotor eingehalten wird.

Im Falle der mobilen Aufbereitung kann ein im Vergleich zur stationären Anwendung höherer Gasstrom verwendet werden, weil sich der Methangehalt zwar während der Erdgasproduktion abreichert, sich die Anlage aber danach wieder "erholen" kann. Dieser Sachverhalt bei verschiedenen Volumenstromverhältnissen und Speichergrößen ist im nebenstehenden Diagramm dargestellt.



Entwurf mobile Aufbereitungsanlage in 20 Fuß-Container

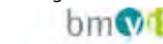
Modellregionen:

Im Rahmen dieses Projektes wurde eine umfassende Suche nach Modellregionen durchgeführt, wobei je nach Modellregion zwischen 2 und 4 Biogasanlagen bedient werden sollen. Somit kann Gas auch von Biogasanlagen entnommen werden, welche sonst keine Nutzung für zusätzlich erzeugtes Biogas hätten, etwa wenn der Ökostrombescheid die zusätzliche Bereitstellung von Strom limitiert. Das Konzept "Mobiles Biogas" dient vor allem dazu Infrastruktur zu schaffen, netzferne Regionen mit Biomethan zu versorgen und somit einen wichtigen umweltrelevanten Beitrag zur Verringerung des Kohlendioxidausstoßes zu liefern.

Förderprogramm:



Programmverantwortung:



Programm-Management:



Antragsteller:



Kontakt:
 Dr. Michael Zweiler
 Geschäftsführer
 Güssing Energy Technologies GmbH
 Forschungsinstitut für erneuerbare Energie
 Wiener Straße 49
 A-7160 Güssing
 Tel.: +43 3322 42006 111
 Fax: +43 3322 42006 399
 Mobil: +43 676 30 709 02
 Mail: michael.zweiler@get.at
 URL: http://get.at

Projektpartner:



EXTENDED ABSTRACT für ein Poster auf der 3. Veranstaltung „Highlights der Bioenergieforschung: Methan als Energieträger“ in Güssing, Österreich, 9.-10. Juni 2010

Arbeitsmedien für ORC-Prozesse zur Abwärmenutzung von Biogasanlagen

Johann Fischer,

Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET), Universität für Bodenkultur (BOKU)

1190 Wien, Muthgasse 107, E-Mail: johann.fischer@boku.ac.at, Tel.: 01 370 97 26 201

Biogene Methangemische können auf zwei Arten energetisch genutzt werden: 1) Durch Verfahrenstechnische Aufbereitung zur Einspeisung in ein Erdgasnetz. 2) Durch Verbrennung in einer Wärme-Kraft-Maschine mit optionaler anschließender Abwärmenutzung. Zur Thermodynamik einer verfahrenstechnischen Aufbereitung von Methangemischen wurden seit 1978 von uns etwa 20 Originalbeiträge veröffentlicht, von denen hier auszugsweise zwei genannt werden [1-2]. Im weiteren Verlauf der Präsentation wollen wir uns auf die Abwärmenutzung einer mit Biogas betriebenen Verbrennungskraftmaschine durch einen Organic Rankine Cycle (ORC) konzentrieren. Das Schema einer ORC-Anlage mit Innerer und Äußerer Wärmeübertragung ist in Abb. 1 gezeigt. Solche Maschinen werden heute von den Firmen ORMATIC, GENERAL ELECTRIC (GE) mit der Tochter Jenbacher Diesel in Verbund mit dem Fraunhofer Institut UMSICHT, Oberhausen, und von UNITED TRUCK COMPANY (UTC) mit der Tochter Turboden angeboten.

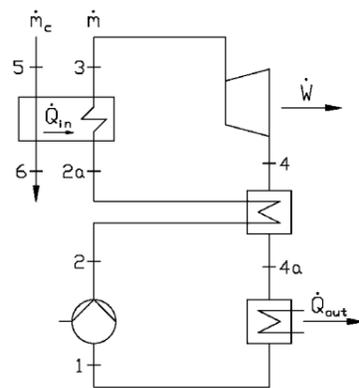


Abb 1: Schema einer ORC Anlage mit Innerer und Äußerer Wärmeübertragung.

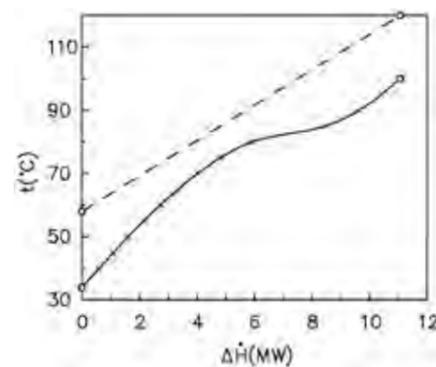


Abb2: Temperatur vs Enthalpiestrom im externen Wärmeübertrager bei einem überkritischen ORC.

Aktuelle Forschungsthemen bei den ORC-Prozessen sind die Auswahl des Arbeitsmediums, die Optimierung der Prozessführung sowie die Erprobung neuer Turbinen. Die Auswahl des Arbeitsmediums sowie die Optimierung der Prozessführung erfordern thermodynamische Zustandsgleichungen, wofür von uns die molekular begründeten Gleichungen BACKONE [2] und PC-SAFT [5] eingesetzt werden. Entsprechend der Maximaltemperatur (T_{max}) des Arbeitsmediums unterscheiden wir noch zwischen Niedertemperatur ($T_{max} \leq 100^\circ\text{C}$) und Hochtemperatur ($T_{max} \geq 160^\circ$)- ORC-Prozessen. Für die Abwärmenutzung von Verbrennungskraftmaschinen ist man zunächst an Hochtemperaturprozessen interessiert, es sind aber auch Kaskadenprozesse möglich, wo man die aus dem Kühler/Kondensator der Hochtemperaturstufe abgeführte Wärme zur Beheizung des Niedertemperaturstufe verwendet. Weiters ist gerade für die Abwärmenutzung die Wärmeübertragung vom Wärmeträger auf das Arbeitsmedium wegen des dabei auftretenden Pinches zu beachten. Abb 2 zeigt ein Temperatur vs Enthalpiestrom-Diagramm für ein überkritisches Arbeitsfluid in einem Niedertemperatur ORC.

Arbeitsmedien für Niedertemperatur ORC wurden sehr ausführlich in [3] untersucht, die derzeit nach SCI die weltweit meistzitierte ORC-Arbeit der letzten fünf Jahre ist. Im Nachgang dazu wurde in [4] der Effekt des Pinches nochmals herausgearbeitet. Die durch Variation der Verdampfungstemperatur optimierten Leistungen von unterkritischen auf 20 bar limitierten ORC Prozessen mit R600a und R152a wurden mit der Leistung eines überkritischen Prozesses mit R143a bei 45 bar verglichen. Es zeigte sich, dass die Leistungen für R600a und R512a etwa gleich sind und 20% unter der Leistung des überkritischen ORC mit R143a liegen.

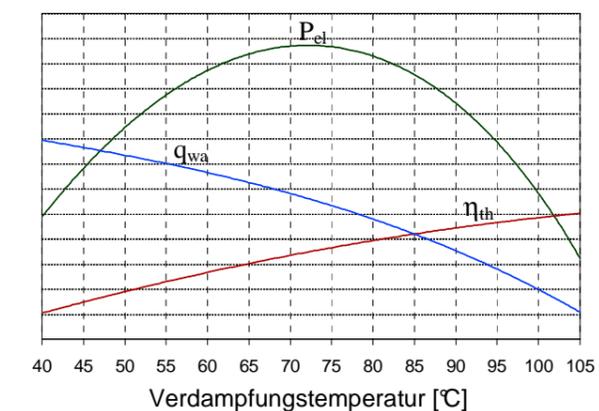


Abb 3: Optimierung der Leistung $P_{el} = \dot{m}_w q_{wA} \eta_{th}$ eines unterkritischen ORC mit Wirkungsgrad η_{th} unter Berücksichtigung der auf das Arbeitsmedium übertragenen Wärme q_{wA} [4].

In einer neuen Studie [6] wurden als Arbeitsmedien für Hochtemperatur ORC n-Alkane, Aromate und lineare Siloxane untersucht. Zunächst wurden "isolierte" ORC Systeme mit T_{\max} von 250°C bis 350°C bei unter- und überkritischen Maximaldrücken betrachtet. Abb 4 zeigt das T,s-Diagramm für einen unterkritischer ORC mit o-Xylol. Es zeigte sich, dass mit Innerer Wärmeübertragung die thermischen Wirkungsgrade η_{th} als Mittelwert über alle Substanzen etwa 70% des Carnot Wirkungsgrades ausmachen. Sie liegen für die Siloxane und Aromaten ungefähr auf der gleichen Geraden, die mit der kritischen Temperatur leicht ansteigt. Aus thermodynamischer Sicht gibt es allerdings zwei signifikante Unterschiede zwischen den Aromaten und den Siloxanen. Zum einen sind die T,s-Diagramme der Siloxane viel stärker überhängend, so dass in der Turbine weniger Enthalpie abgearbeitet wird und mehr bei der Internen Wärmeübertragung zu transferieren ist. Zweitens haben die Siloxane sehr geringe Dampfdrücke, so dass große Volumenströme auftreten. Andererseits sind auch Sicherheitsaspekte zu beachten, die in REACH als Risks („R"s) aufgelistet sind, wobei diesbezüglich meist die Siloxane favorisiert werden.

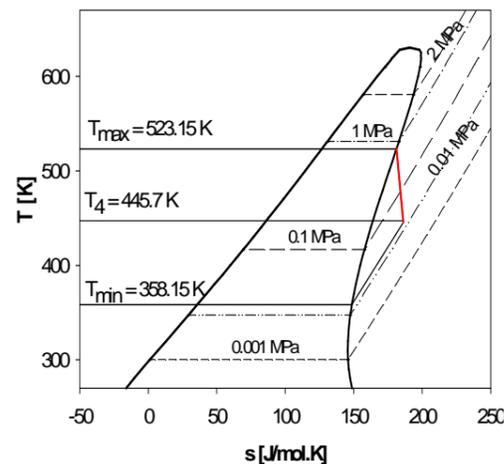


Abb 4: T,s-Diagramm von o-Xylol (BACKONE)

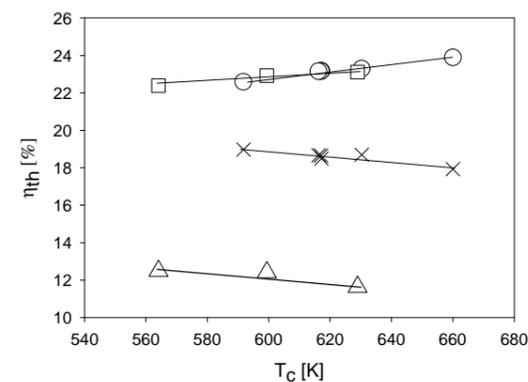


Abb 5: Thermische Wirkungsgrade von Siloxanen(Δ , \square) und Aromaten (\times , \circ) ohne und mit Innerer Wärmeübertragung.

In einem zweiten Schritt haben wir in [6] Pinchanalysen für die Wärmeübertragung vom Wärmeträger auf das ORC-Arbeitsmedium durchgeführt. Dabei haben wir nach dem minimalen Wärmekapazitätsstrom des Wärmeträgers gefragt, der zur Bereitstellung von 1 MW Nettoleistung erforderlich ist. Bei der Eintrittstemperatur des Wärmeträgers $T_{in} = 280^\circ\text{C}$ wurde das beste Resultat mit n-Pentan in einem überkritischen ORC und bei $T_{in} = 350^\circ\text{C}$

wurde das beste Ergebnis mit Toluol in einem unterkritischen ORC erzielt. Hexamethyl-disiloxan gibt für beide Eintrittstemperaturen in unter- und überkritischen Prozessen auch gute Resultate. Eine allgemeine Regel zur Optimierung von ORC-Prozessen mit externer Wärmeübertragung bei einer beliebigen Eintrittstemperatur des Wärmeträgers kann allerdings nicht angegeben werden.

Literatur

- [1] J. Fischer, J. Specovius and G.H. Findenegg, Quantitative Beschreibung der Adsorption von Gasen bei höheren Drücken, *Chemie-Ingenieur-Technik* **50**, 41 (1978).
- [2] M. Wendland, B. Saleh, and J. Fischer Accurate thermodynamic properties from the BACKONE equation for the processing of natural gas, *Energy and Fuels* **18**, 938-951 (2004).
- [3] B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, and J. Fischer, Working fluids for low temperature ORC-processes *Energy – The International Journal* **32**, 1210-1221 (2007)
- [4] G. Koglbauer, B. Saleh, M. Wendland, J. Fischer, Arbeitsmedien für Niedrigtemperatur-ORC-Prozesse, in: *Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation: 9. Symposium Energieinnovation*, 15. - 17. Februar 2006, TU Graz, Österreich, 170 - 171; Verlag der Technischen Universität Graz, Graz; ISBN 3-902465-30-1
- [5] N. A. Lai, M. Wendland, J. Fischer, Description of linear siloxanes with PC-SAFT equation, *Fluid Phase Equilibria* **283**, 22-30 (2009).
- [6] N. A. Lai, M. Wendland, J. Fischer, Working Fluids for High-Temperature Organic Rankine Cycles, *Energy –The International Journal*, submitted for publication.

Verschiedene Bio-Reststoffe

ALLGAIER
PROCESS TECHNOLOGY



Holzhackschnitzel, 50mm



Grünschnitt / Gartenabfall



Borke



Holzhackschnitzel, 8 mm



Zuckerrübenschnitzel



Trester

© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

Trocknung von Zuckerrübenschnitzeln

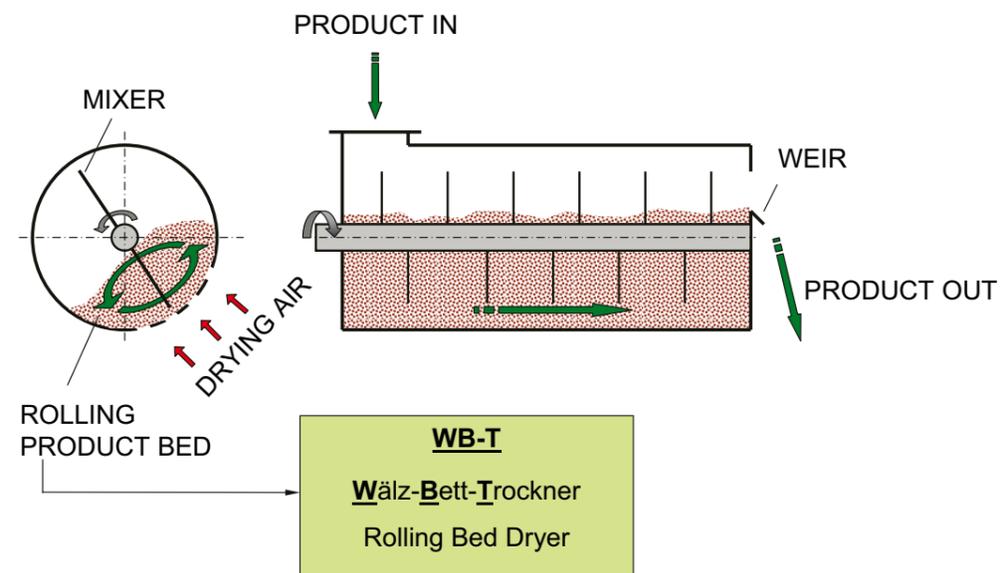
ALLGAIER
PROCESS TECHNOLOGY



© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

Konzept – Wälzbett-Trockner WB-T

ALLGAIER
PROCESS TECHNOLOGY



© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

Vorteile des Wälzbett-Trockners

ALLGAIER
PROCESS TECHNOLOGY

- **Kompaktes Feststoff-Bett für**
 - besten Wärmeaustausch,
 - geringe Abluft-Temperatur und
 - geringen Wärmeverlust
- **Effektive Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme**
- **Luftgeschwindigkeit frei einstellbar**
- **Niedrige Produkttemperaturen führen zu**
 - geringer Abluftbelastung (TOC)
- **Lange Verweilzeit und**
 - sehr homogene Trocknung des Gutes

© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

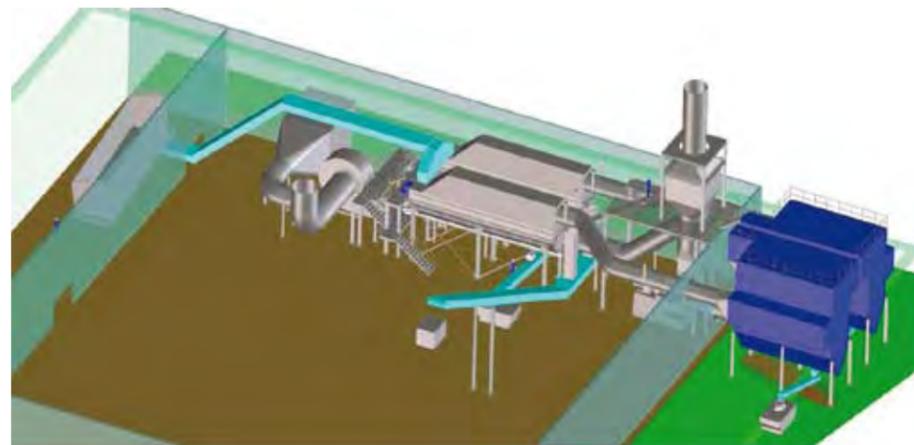
Vorteile des Wälzbett-Trockners



- **Behandlung auch grober, unregelmäßiger und zur Gewöllebildung neigender Produkte**
 - ohne Verstopfungsrisiko.
- **Intensive Feststoffdurchmischung durch**
 - mechanischen Rührer.
 - Vermeidung feuchter Produktnester.
- **Gesäubertes Trockengut**
 - frei von Staub
 - frei von Sand → Erhöhung des Brennwertes
- **Robuster und einfacher Aufbau mit**
 - leichten beweglichen Teilen.

© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

Beispiel Anlagen – Layout Wälzbett-Trockner für 25 tons/hour Grünschnitt (RWE)



© ALLGAIER PROCESS TECHNOLOGY GmbH

Biogas als Treibstoff

Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit

Robert Hinterberger, Friedrich Bauer, Jelena Milosevic,
Anneli Petersson, Milica Velimirovic



Motivation und Projektziele

Best Practice Beispiele in Schweden und der Schweiz zeigen, dass die Distribution und Verwendung von Biogas als Treibstoff mittels unterschiedlicher Konzepte wirtschaftlich möglich ist. So wird Biogas in Schweden bereits seit mehr als 10 Jahren als Treibstoff verwendet.

Mit diesem Projekt wurde das Ziel verfolgt, die wirtschaftliche Machbarkeit der Verwendung von Biomethan als Treibstoff auch in Österreich zu zeigen und jene Distributionsvarianten zu identifizieren, die unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich wirtschaftlich umsetzbar sind.

Dabei wurde besonderer Wert auf die Praxistauglichkeit der Ergebnisse gelegt, um potentiellen Projektbetreibern ein Hilfsmittel zur wirtschaftlichen Beurteilung ihrer Projektideen zur Verfügung zu stellen.

Methodik

Grundlage des methodischen Vorgehens war ein praxisorientierter Bottom-Up Ansatz. Zunächst wurden ausländische Best Practice Beispiele in wirtschaftlicher Hinsicht analysiert und insbesondere die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Distributions- und Betankungssystemen detailliert betrachtet.

In der zweiten Phase wurde die Übertragbarkeit dieser Projekterfahrungen auf die österreichischen Verhältnisse untersucht. Diese Erkenntnisse wurden abschließend einem Realitäts-Check unterzogen, wobei anhand eines Fallbeispiels gezeigt wurde, dass ein solches Treibstoffprojekt auch in Österreich wirtschaftlich machbar ist.

Best Practice Beispiel Eskilstuna (Schweden)

Folgend wird beispielhaft ein kommunales Best Practice Beispiel in Eskilstuna, einer Stadt mit rd. 95.000 Einwohner, dargestellt:

- Die biogenen Abfälle werden am Deponiestandort zu biogenem Brei aufbereitet und mittels Tankwagen zur Kläranlage transportiert.
- Dieser biogene Brei wird gemeinsam mit dem Klärschlamm in den bestehenden Fermenter vergärt. Jährlich werden 1,6 Mio. Nm³ Biomethan erzeugt, was für den Betrieb von 1.500 Fahrzeugen ausreicht.
- Die Methanaufbereitung nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche arbeitet seit der Inbetriebnahme im Jahr 2003 störungsfrei. Nach der Aufbereitung wird das Biomethan mittels einer eigenen Biogaspipeline zum Standort des kommunalen Busdepots transportiert.
- Am Standort des Busdepots können bis zu 21 Busse gleichzeitig betankt werden. Der Gasspeicher mit einem Fassungsvermögen von 6.000 Nm³ versorgt zugleich auch eine öffentliche Tankstelle, die außerhalb des Busdepots errichtet wurde.
- Für den Fall von erhöhter Nachfrage oder Anlagenausfällen steht ein LNG-Tank als Backup bereit. Im Falle von Produktionsüberschüssen wird die Überschussproduktion mittels Biogastrailer in die Region Stockholm geliefert.
- Bei Berücksichtigung vermiedener Entsorgungsentgelte ist die Treibstoffproduktion hoch wirtschaftlich. Die kommunalen Stadtwerke als Betreiber des Treibstoffprojektes subventionieren damit die Abfallgebühren der Haushalte.

Realitäts-Check in einer Modellregion

Am Standort einer Kläranlage in der Steiermark wurde eine Grob-analyse durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse sind die folgenden:

- Bei einer jährlichen Treibstoffmenge von 300.000 Nm³ Biomethan kann mittelfristig die komplette Produktion lokal abgesetzt werden.
- Die zusätzliche Menge an Rohgas kann durch die Zugabe von Co-Fermenten mit den bestehenden Fermentern erzeugt werden. Die wirtschaftlich attraktivste Aufbereitungstechnologie ist das Membranverfahren (einstufiger Prozess).
- Die kostengünstigste Distributionsvariante ist eine eigene Biogaspipeline mit ca. 500 m Länge zu einer zu errichtenden Tankstelle.
- Hohe zweistellige Gesamterlöse sind möglich, da die bereits bestehende Biogasproduktionsinfrastruktur (Faultürme) nicht mehr finanziert werden muss.
- In einer zweiten Projektvariante würden neue Produktionskapazitäten geschaffen. Auch diese Projektvariante kann wirtschaftlich sein, ist jedoch mit deutlich höheren Investitionsrisiken behaftet.

Schlussfolgerungen

- Insbesondere bei Nutzung bestehender Infrastruktur ist die Verwendung von Biomethan als Treibstoff von hoher Wirtschaftlichkeit.
- Die spezif. Kosten von Biogaspipelines sind bei kurzen Distanzen deutlich geringer als jene der Netzeinspeisung, stark von der Siedlungsstruktur abhängig und steigen mit der Transportentfernung.
- Die Kosten des Transportes über das Erdgasnetz sind hingegen entfernungsunabhängig. Bei öffentlichen Tankstellen kommt ein spezieller Pauschalpreis zur Anwendung. Die Transportkosten zu nicht-öffentlichen Tankstellen sind je Bundesland unterschiedlich und betragen auf NE 3 zwischen 0,36 c/kWh (Wien) und 1,34 c/kWh (Tirol).
- Als entscheidende Hürde für die Direktvermarktung von Biomethan über das Gasnetz wurde die stündliche Bilanzausgleichsperiode identifiziert. Im Gegensatz dazu wurde in Deutschland ein spezieller Flexibilitätsrahmen für die Biogaseinspeisung geschaffen.
- Durch Kopplung der Treibstoff- mit der Strom und Wärmeproduktion kann die Wirtschaftlichkeit optimiert werden. Im Smart Grid Kontext kann diese durch Einbeziehung der elektrischen Lasten weiter verbessert werden.

Folgeaktivitäten

In einer Modellregion sollen, das Interesse von lokalen Stakeholdern vorausgesetzt, konkrete Projekte zur Verwendung von Biogas als Treibstoff umgesetzt werden.

Projektpartner und Auftraggeber

Das Projekt wurde von der NEW ENERGY CAPITAL INVEST gemeinsam mit dem Swedish Gas Center und der Ing. Frierich Bauer GmbH im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ durchgeführt, die im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft abgewickelt wird.



Ein Projekt der NEW ENERGY CAPITAL INVEST

Kontakt: Dipl.-Ing. Robert Hinterberger, NEW ENERGY CAPITAL INVEST GmbH, Praterstraße 62-64, A-1020 Wien, Austria
Tel. +43-1-33 23 560 – 3060, Fax: +43-1-33 23 560 – 3069, Email: Robert.Hinterberger@energyinvest.at, www.energyinvest.at, www.biogas-treibstoff.at

Das EU-Projekt *BiogasAccepted*-

Das von der EU mitfinanzierte Projekt *BiogasAccepted* hat sich zum Ziel gesetzt, die Akzeptanz von Biogasanwendungen in ausgewählten europäischen Regionen zu verbessern. Sieben Partner aus Italien, Spanien, Polen, Ungarn, Österreich und der Slowakei sind an diesem Projekt beteiligt. Im Umfeld von 24 Anlagen wurde erfasst, welche Ansprüche Kunden, Nachbar(inne)n und lokale Verantwortliche an Biogasanwendungen stellen. Ein online auswertbares Befragungsinstrument wurde entwickelt. Ergebnisse der Befragung wurden den lokalen Verantwortlichen und der Bevölkerung präsentiert. Es wurden Empfehlungen ausgearbeitet, wie die Akzeptanz verbessert werden kann. In Round-Table Gesprächen entwickelten regionale Akteure und Interessenvertreter akzeptanzfördernde Maßnahmen und politische Strategien. Das Projekt hat drei Typen von Biogasanwendung näher betrachtet: *CHP* (Combined Heat and Power – Kraftwärmekopplung), *Grid* (die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz) und *Vehicle* (für den Antrieb von Kraftfahrzeugen). Diese Biogasanwendungen stehen für wichtige europäische Ziele einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energie. Beispielsweise stellt die EU fest, dass für Heizung fast genauso viel Energie verwendet wird wie für Elektrizität und Transport zusammengerechnet. Akzeptierte Biogasanlagen, die erneuerbare Energie für diese Zwecke bereitstellen, sind besonders vorteilhaft und können einen großen Beitrag zu einer umweltfreundlichen Zukunft leisten.

Projekttitel:	Promoting Biogas in European Regions – Transfer of a Supporting Acceptance Tool for Stationary and Mobile Applications (BiogasAccepted)
Laufzeit:	1.10.2007–31.3.2010
Partner:	PROFACTOR GmbH, Österreich Fondazione Nord Est, Italien Magyar Biogáz Egyesület (Hungarian Biogas Association), Ungarn Instytut Paliw i Ener gii Odnawialnej (IPIEO/EC BREC), Polen University of Barcelona, Department of Chemical Engineering, Spanien Research Realization Institute of Renewable Energy Sources, Slowakien
Ergebnisse:	Handbuch "Biogaskzeptanz verbessern" Tool für Befragungen in der Nachbarschaft, online Trainingskonzept für das Tool und 6 Workshops für BeraterInnen 24 untersuchte und unterstützte Anlage 2 Biogas Round Table Konzepte und 12 durchgeführte Round Tables 6 Events "Biogas in meiner Region" www.biogasaccepted.eu
Koordinator:	STUDIA Studienzentrum für internationale Analysen Panoramaweg 1 4553 Schlierbach / Österreich www.studia-austria.com Tel. +43-7582-81981 (Fax-94) baaske@studia-austria.com



EU-AGRO-BIOGAS

European Biogas Initiative to Improve the Yield of Agricultural Biogas Plants



University of Natural Resources and Applied Life Sciences Vienna



FIG. I: Project Partners

- EU-AGRO-BIOGAS partners bring together an interdisciplinary team of leading biogas experts from all over Europe.
- Leading research institutions and universities are cooperating with key industry players in order to work towards a sustainable Europe. The project is coordinated by the University of Natural Resources and Applied Life Sciences Vienna.

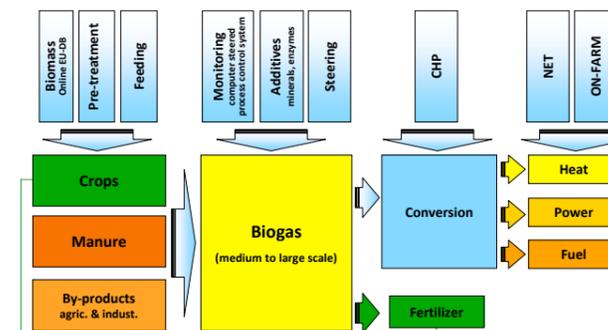


FIG. II: Demonstration activities along the supply chain – biogas-life-cycle

Acknowledgement. EU-AGRO BIOGAS: Contract No.: 019884. An European specific target RTD project supported through the sixth framework Program of the EC (DG TREN)

Website: www.eu-agrobiogas.net

Project coordinator.

Dr. Thomas Amon
University of Natural Resources and Applied Life Sciences Vienna, Department for Sustainable Agricultural Systems, Division of Agricultural Engineering
thomas.amon@boku.ac.at



OBJECTIVES

- Development and optimisation of the entire value chain: from the production of raw materials, production and refining of biogas to the utilisation of heat and electricity
- All developments and strategies are demonstrated and proofed under real conditions



FIG. III: Locations of biogas plants

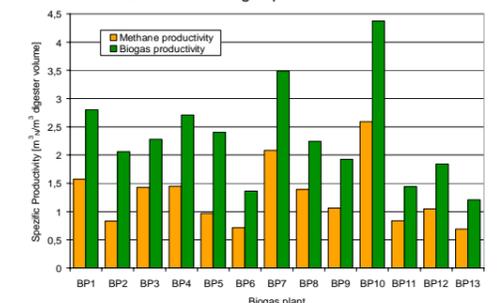


FIG. IV: Specific methane/bio gas productivity

BENEFITS:

- EU-AGRO-BIOGAS optimises biogas technology and processes and improves the efficiency in all parts of the production chain from feedstock to biogas utilisation.
- EU-AGRO-BIOGAS creates substantial benefits:
 - Preservation of rural areas and landscape
 - Creation of long term income for farmers
 - Recycling of organic residues
 - Production of renewable energy and reducing greenhouse effect.

Biogas Gesamtbetrachtung

Ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbetrachtung von Biogas aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen

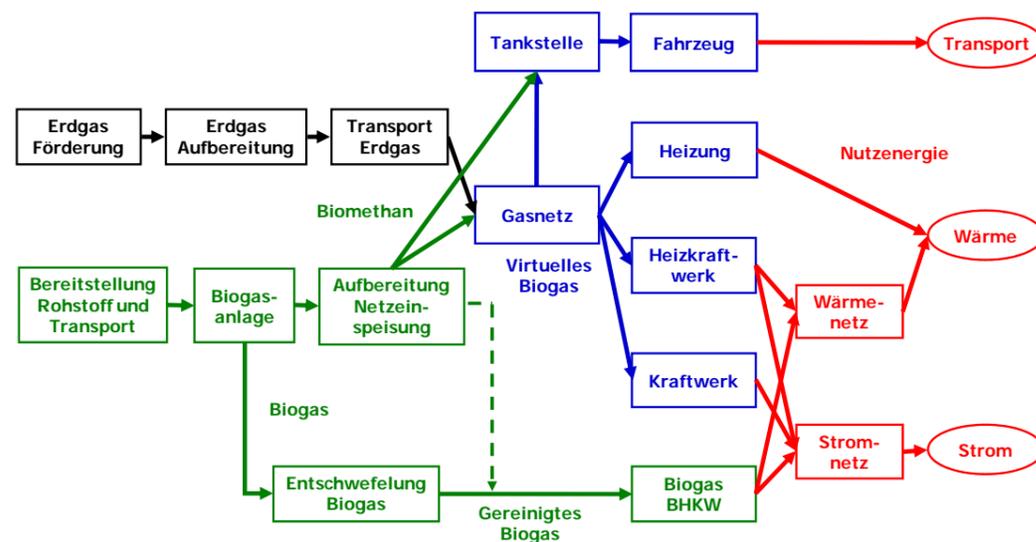
Projektdauer: 08/2008 bis 12/2010

Kurzfassung des Projektes:

Mit dem Leitprojekt „Virtuelles Biogas“ soll ein erneuerbarer Energieträger quasi ortsunabhängig im gesamten Bereich des Erdgasverteilnetzes verfügbar gemacht und – durch ein entsprechendes Zertifizierungssystem - auch bei der Entnahme als Biogas deklariert werden. Hieraus ergeben sich vielfältige Anwendungs- und Substitutionsmöglichkeiten sowohl im Verkehrssektor (Stichwort Gastankstellen und -Fahrzeuge) als auch für die stationäre Verbrennung ausgehend von hocheffizienten dezentralen KWK-Anlagen bis hin zu Substitution von fossilem Gas in vielfältigsten Anwendungen. Gleichzeitig sind Fragen nach der ökologischen, agrarischen, sozialen und nicht zuletzt betriebs- und volkswirtschaftlichen Verträglichkeit und Implikation eines solchen Energiesystems zu beantworten.

Dahinter steht unter anderem die mittelfristige Zielsetzung kostengünstiger und CO₂-neutraler Gasfahrzeuge, die mit einem Anteil von 5% am Kraftstoffmarkt wesentlich zum Erfüllen der Biofuels-Directive beitragen und 1 Mio. t/Jahr CO₂-Emissionen einsparen (vgl. dazu auch Leitprojekt).

Das gegenständliche Projekt „Biogas Gesamtbewertung“ stellt ein Arbeitspaket des Leitprojekts dar und beschäftigt sich mit einer „ökologischen und ökonomischen Gesamtbetrachtung“ des erneuerbaren Energieträgers Biogas. Diese erfolgt entlang unterschiedlichster Nutzungspfade (vgl. Grafik) ausgehend von der agrarischen Gärrohstoffherzeugung über die Biogaserzeugung und –aufbereitung, über die Gasnetzeinspeisung oder direkte Nutzung ohne Einspeisung bis hin zur Endenergienutzung und Bereitstellung der Energiedienstleistungen in den Sektoren Transport, Wärme und Strom. Zusätzlich soll auch eine volks- und sozialwissenschaftliche Analyse und Bewertung durchgeführt werden.



Im Ergebnis liegt eine durch ein Konsortium ausgewiesener Partner erstellte Gesamtbetrachtung mit folgenden Teilüberschriften vor:

1. Kosten- und Potentialanalyse der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses
2. Ökologische Bewertung der Nutzungspfade in einer Lebenszyklusanalyse (LCA)
3. Ökonomische Analyse und Bewertung der Nutzungspfade
4. Sozialwissenschaftliche Analyse von Implementierungsrahmenbedingungen
5. Analyse der Schnittstellen Agrar- und Energiepolitik
6. Marktwirkung der Ergebnisse und Zukunftsperspektiven in der Energiewirtschaft
7. Volkswirtschaftliche Bewertung: Beschäftigung, fiskalische Wirkung, Außenhandelsbilanz

Die Ergebnisse werden in einer Gesamtbewertung zusammengeführt und Schlussfolgerungen für relevante Stakeholder erarbeitet.

Projektpartner:

Projektleiter: Grazer Energieagentur GmbH (GEA)
 Projektpartner: JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH (JR)
 Universität für Bodenkultur (BoKu)
 Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit, Kultur (IFZ)

Kontakt

Grazer Energieagentur Ges.m.b.H.
 DDI Jan W. Bleyl
 DI (FH) Daniel Schinnerl
 Kaiserfeldgasse 13/1
 8010 Graz
 Tel.: +43-316-811848-0
 Fax: +43-316-811848-9
 Email: bleyl@grazer-ea.at oder schinnerl@grazer-ea.at
<http://www.grazer-ea.at>

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "ENERGIE DER ZUKUNFT" durchgeführt.

ANAEROBIC FERMENTATION OF FOOD WASTE: COMPARISON OF TWO BIOREACTOR SYSTEMS

V. Kastner, W. Schnitzhofer

PROFACTOR GmbH, Department of Innovative Energy Systems

Introduction

The primary aim of this project is an efficient utilization of waste from food industry, which can be realized by anaerobic fermentation. These organic residues are strongly varying mixtures of different kinds of waste tending to cause process failures.

Depending on the main component of the produced biogas the anaerobic process can be designed as a single stage fermentation to achieve mainly methane or as a two stage fermentation to obtain hydrogen and methane.

In this study the single step fermentation was investigated comparing two different types of bioreactor systems: On the one hand the biogas production was performed in a conventional Continuous Stirred Tank Reactor (CSTR), which served as a reference for the second system, and on the other hand, the fermentation was carried out in a Fluidized Bed Reactor (FBR).

Systems like the FBR are characterized by a higher stability of the process as well as higher biogas yields and productivities, due to retaining biomass. Besides the mentioned advantages of the FBR, this system is expected to stand significantly higher organic loads compared to the CSTR.

Methods

The substrate used for the fermentations was derived from the biogas plant of Zellinger GmbH in Upper Austria and consisted of fruits and vegetables, vegetable and animal feedstuff, leftovers, biological residues, waste from industrial kitchen, manure, content of fat separator, waste from dairies as well as blood. The fermentation temperature was set to 40 °C.

The experiments in both reactors were conducted in a continuous mode with increasing organic loads. The process was monitored by measuring gas volume and gas composition (GC), pH, redox potential, dry matter, organic dry matter according to standard methods, as well as volatile fatty acids (HPLC).

The bioreactors were designed and constructed based on the schemes displayed in Fig. 1.

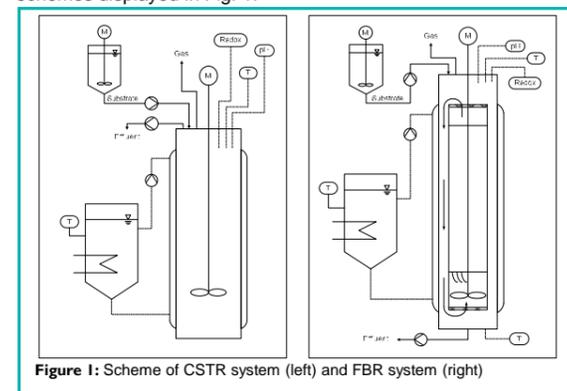


Figure 1: Scheme of CSTR system (left) and FBR system (right)

Results

Comparing the biogas yields (Fig. 2a) at increasing organic loads, for the fermentation in the CSTR system high levels were obtained with simultaneous remarkable fluctuations from 520 to 900 NL/kg organic dry matter (oDM), whereas yields of the FBR fermentation were steadily increasing (350 – 700 NL/kg oDM). The varying values for CSTR yields were most probably devoted to numerous influences: substrate change and partial overload (between 2.3 and 5 g/(L*d)) led to lower yields. This fact caused periods with moderately increased organic loadings (5 – 7.3 g/(L*d)) and resulted in high yields, leaving sufficient time for adaption. The increasing figures for FBR yields could be attributed to slowly developing biofilm.



Figure 2: Compared biogas yields (a) and productivities (b) of food waste fermentations in CSTR and FBR, average of organic load levels, vertical lines indicate changes of substrate charge (blue for CSTR, red for FBR)

Biogas productivity did rise with increasing organic load in general (Fig. 2b). The CSTR fermentation run exhibited a maximal productivity of 6.0 NL/(L*d) at 7.3 g/(L*d) to slightly decrease at higher organic loads. The maximal productivity found for the FBR fermentation was 6.5 NL/(L*d) at a organic load of 12.4 g/(L*d).

Conclusion

Efficient biogas production from food waste using different bioreactor systems was successfully demonstrated.

➔ FBR: Highly stable operation at high organic loads was proven.

➔ CSTR: Considerable good performance at elevated, but limited organic loads was found.



Figure 3: Experimental set-up

The described experiments were performed in the context of the project „REWEFERM“, which is funded by the Austrian Research Promotion Agency (FFG) within the category „Basisprogramm“.

Cooperation partners are: Komptech and Technisches Büro Dr. Walter Somitsch

PROFACTOR GmbH
Im Stadtgut A2
A-4407 Steyr-Gleink

Verena Kastner
Tel +43(0)7252/885-403
Fax +43(0)7252/885-101
verena.kastner@profactor.at
www.profactor.at

Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze

DI Dr. Kryvoruchko V., DI Dr. Hornbachner D., DI Konrad G., Köbrunner D.

HEI Eco Tec GmbH, Ameisgasse 65, A-1140 Wien, Österreich

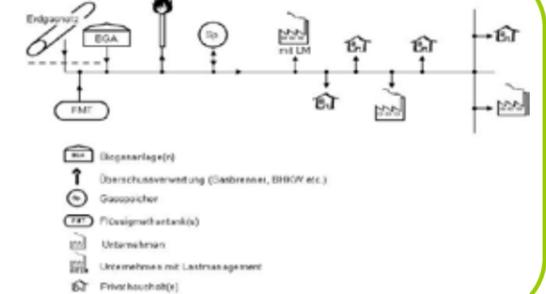
Die Wirtschaftlichkeit vieler Biogasanlagen ist durch steigende Rohstoffpreise gefährdet. Neue, ökonomisch attraktive Verwertungsalternativen für Biogas sind notwendig. Direkte Vermarktung von Biogas über ein Biogas-Mikronetz an Verbraucher ist eine energieeffiziente und wirtschaftlich lukrative Verwertungsmöglichkeit.

Struktur eines Biogas-Mikronetzes

Biogas-Mikronetze dienen der direkten Weiterleitung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas (Biomethan) oder nur geringfügig angereichertem Biogas an Verbraucher.

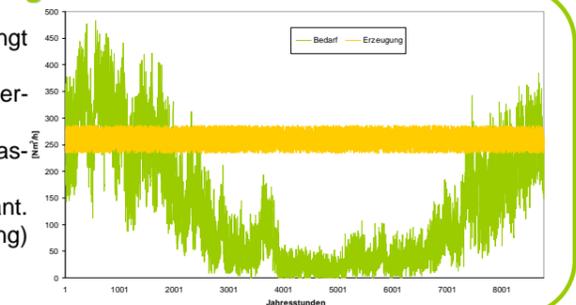
Je nach Verbraucher können drei typische Biogas-Mikronetze unterschieden werden:

- Ländliches Wohngebiet,
- Gewerbegebiet,
- Gemischtes Gebiet.



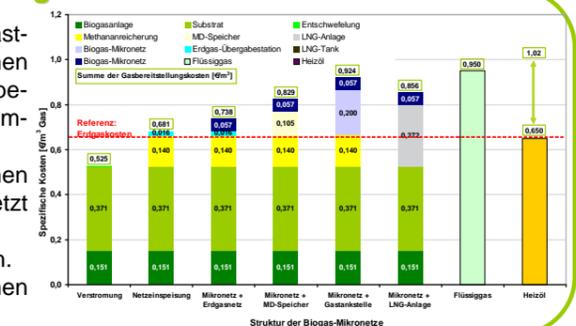
Gasverbrauch eines Biogas-Mikronetzes

- Der Gasverbrauch eines ländlichen Wohngebietes hängt stark von den Jahreszeiten ab (Grafik).
- Im Gewerbegebiet ist mit hohen täglichen Gasverbrauchsschwankungen zu rechnen.
- Gemischte Gebiete weisen einen ausgeglichenen Gasverbrauch auf.
- Die Biogasproduktion einer Biogasanlage ist konstant. Ein Lastmanagement (Gasspeicher, altern. Gasnutzung) ist daher in jedem Biogas-Mikronetz erforderlich.



Kostenstruktur eines Biogas-Mikronetzes

- Substrat, Biogasanlage und Speichersystem des Lastmanagements tragen maßgeblich zu den spezifischen Kosten von Biomethan im Mikronetz bei. Gasaufbereitung und Gasnetz sind mit jeweils 10 % an den gesamten Gasgestehungskosten beteiligt.
- Mitteldruckspeicher (MD) oder Mini-LNG-Anlage können nur bei ausreichenden Gasüberschüssen eingesetzt werden.
- Gastankstellen sind bei >70 % Auslastung wirtschaftlich.
- Das Backup-System mit Flüssigmethan ist mit hohen spez. Kosten verbunden.



ERGEBNISSE

- Ein Biogas-Mikronetz mit Anschluss an das Erdgasnetz stellt aus der Sicht der Gasbereitstellungskosten und Versorgungssicherheit die optimale Netzstruktur dar.
- In netzfernen Regionen kann durch Speicherung von Biomethan in MD-Speicher oder Mini-LNG-Anlagen eine autarke Gasversorgung ab ca. 0,829 €/m³ realisiert werden.
- Durch die Optimierung des Lastmanagements kann auch in Netzen mit saisonal schwankendem Verbrauch wirtschaftlich attraktive Biogasversorgung gewährleistet werden. Synergieeffekte mit Biomassekraftwerken sind dabei anzustreben.
- Zur Verwertung von Gasüberschüssen ist eine Gastankstelle in Verbindung mit Versorgung von Gasnetzfernen Objekten vorteilhaft.

FAZIT

Biomethan mit >96% CH₄ Gehalt kann im Biogas-Mikronetz (unbesteuert) zu einem vergleichbaren Preis wie Erdgas angeboten werden und ist sogar um bis zu 40 % günstiger als Heizöl (Stand 2008).

Biogas-Mikronetze stellen eine umweltfreundliche, wirtschaftlich attraktive und krisensichere Gasversorgung dar!

Efficient hydrogen fermentation for 2 - stage anaerobic digestion processes: Conversion of sucrose containing substrates

Silvia Nöbauer, Wolfgang Schnitzhofer
PROFACTOR GmbH, Innovative Energy Systems, Im Stadtgut A2, 4407 Steyr-Gleink, Austria

Introduction

In order to optimize the conversion of biomass in a biogas plant one possibility is to setup a 2 - stage anaerobic digestion process. In the first stage H₂, CO₂ and fatty acids are the main products. The fatty acids are converted into CH₄ and CO₂ in the second stage. So the hydrogen fermentation provides not only easy convertible fatty acids for the following steps, but also H₂ which can be used as well. According to theoretical calculations the 2 - stage process has a 6% higher energy recovery than a one stage process. The real values can be even higher because of the improved substrate conversion. The energy recovery in the real process could be increased up to 22% as seen in Fig. 1. Another positive aspect are the better combustion properties of the hydrogen enriched biogas regarding to CO₂ and NO_x emissions.

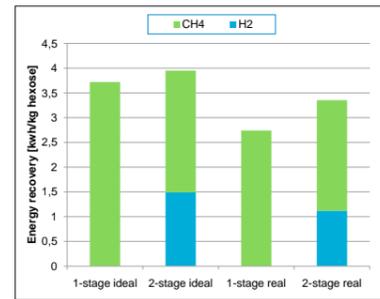
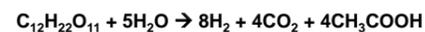


Fig. 1 Energy recovery in 1-stage and 2-stage processes (ideal and real)

This study deals with the thermophilic hydrogen fermentation step in a new bioreactor system with 2 sucrose containing substrates: thick juice, a pre-product of sugar production and molasses, a by-product of it. The conversion of sucrose resulting in the highest hydrogen yield has only H₂, CO₂ and acetate as products according to following formula:



Thermophilic fermentation has 3 major advantages:

- ❖ Higher product yields
- ❖ Sanitation and therefore elimination of pathogens
- ❖ Avoidance of hydrogen consuming organisms like methanogenes

Experimental Setup

A new designed carrier based bed reactor (CFTB) with a total volume of 30 L was applied for these experiments. It was operated at a temperature of 80 °C and a pH of 6.5 (adjusted with 2M NaOH). The hydraulic retention times in these tests were 20, 15, 12 and 10 h which are equal to organic loads between 0.5 and 1 g/L/h (10 g/L sucrose). A co-culture of the extreme thermophiles *C. saccharolyticus* and *C. owensensis*, which were pre-cultured in a stirred tank reactor were used as inoculum. However, the fermentations were conducted in an auto selective mode. For the process monitoring gas volume and gas composition as well as acids and sucrose in the liquid phase were determined.

Results

Generally this new bioreactor configuration resulted in an effective immobilization of the hydrogen producing microorganisms providing a very stable process, which could be easily recovered after power failure or leakages. Sucrose in the substrate was completely consumed and converted to acetate, lactate and small amounts of ethanol. The acids formed are displayed in Fig 2a. Lactate concentration stayed nearly constant at about 1.8 g/L with both substrates.

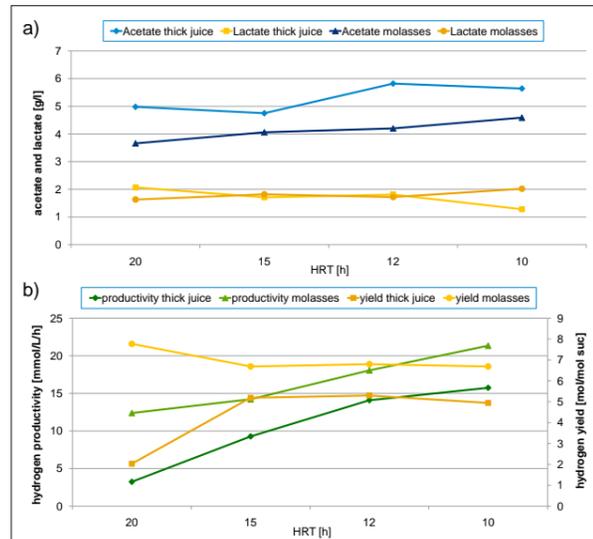


Fig. 2 a. Formed acids, b. Hydrogen productivity and yield during the fermentation in a CFTB reactor (Co-culture *C. saccharolyticus* and *C. owensensis*). Average data from long term fermentations

The concentration of acetate during the thick juice fermentation was 4.9 - 5.8 g/L, during the tests with molasses 3.7 - 4.5 g/L, whereby the theoretical maximum is 7 g/L. The hydrogen productivity and yield (Fig. 2b) were higher during the molasses fermentation than using thick juice though less acetate was produced. This was most probably due to the composition of the different substrates. Molasses contains additional proteins and amino acids which can be converted to hydrogen as well.

This falsifies the relation between acetate and hydrogen production. The H₂ - productivity increased in both tests with decreasing HRT and ranged from 2.7 - 15.1 mmol/L/h with thick juice and 12.2 - 22.7 mmol/L/h with molasses. The hydrogen yield stayed nearly constant around 4.5 - 5.5 mol/mol sucrose in both fermentations at a HRT of 15, 12 and 10 h corresponding to 55 - 69% of the theoretical maximum. Methane was never detected.



Fig. 3 The CFTB reactor

Conclusion

These tests revealed that sucrose based substrates can be efficiently converted to H₂ and acids. Although the reached hydrogen productivities and yields were more than acceptable with both substrates, additional fermentations with shorter HRT and higher organic loads will be performed with molasses which is more complex and needs therefore less additional nutrients.

KombiGas: Combined methane and hydrogen production for the application in the stationary motor

DI (FH) Dominik Ochs, DI (FH) Verena Kastner
PROFACTOR GmbH, Department of Innovative Energy Systems

Goal of the project

The application of biogas in the stationary cogeneration of heat and power is state of the art. The application's optimization is currently done by engine improvements; an optimization of the biogas is rarely taken into consideration. The context of the presented project is the development of a biotechnological process for the generation of a hydrogen-rich biogas from organic residues. By the application of this hydrogen-rich biogas in a stationary gas engine, a decrease of emissions and fuel consumption is expected. A further aim of the project is to discover influencing factors in the fermentation process leading to various hydrogen (H₂) and methane (CH₄) yields.



Figure 1. Set up of the biotechnological process

Experiment

In order to achieve a biotechnological process for a combined H₂ and biogas production the four levels of the anaerobic biogas fermentation needs to be divided into two procedural coupled processes: hydrolysis and methanogenesis. The process step hydrolysis includes the activity of the hydrolytic, acidogenic and partly acetogenic micro-organisms. Its final products are gaseous H₂, carbon dioxide (CO₂), hydrogen sulfide (H₂S), acetate, long-chain fatty acids and dissolved H₂ and CO₂. The hydrolyzate from the first process step, containing acetate, long-chain fatty acids, dissolved H₂, dissolved CO₂ and partly unconverted substrate, is directed to the second process step. The second process step includes parts of the acetogenesis and the methanogenesis. In this step the acetate is converted to CH₄ and CO₂ and furthermore dissolved CO₂ and H₂ react to additional CH₄.

PROFACTOR GmbH
Im Stadtgut A2
A-4407 Steyr-Gleink
Dominik Ochs
Tel +43(0)7252/885-419
Fax +43(0)7252/885-101
dominik.ochs@profactor.at
www.profactor.at

The project is funded by the "Climate and Energy Stocks" of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) in the program "New Energies 2020".

The first process step is conducted in a 3.2 L Semi-Continuous Stirred Tank Reactor (CSTR) and the second process step is conducted in a 5.8 L Fluidized-Bed-Reactor (FBR), which is partly filled with plastic carriers, leading to a biomass retention. Both reactors are semi-continuously fed and brewer's spent grains are used as substrate.

Results

The performed combined fermentation runs had a total biogas yield of 204.7-210.6 NL Biogas/kg oDM (organic dry matter). An adjustment of pH in the hydrolytic fermentation process changed the gas and VFA yields of the single fermentation steps and then the composition of the combined gas. A low pH of 4.5 increased the H₂ release in the hydrolytic fermentation step and led to a combined gas with a measurable H₂ concentration of 4.5% and a CH₄ concentration of 72.6%. If a higher pH of 5.5 was adjusted in the hydrolytic fermentation run, the H₂ release was lower, leading furthermore to a reduced H₂ concentration of 1.1% in the combined gas. On the other hand the CH₄ concentration increased to 75.4%. The CO₂ concentration in both combined gas was approximately the same.

The gas yields obtained from both fermentation runs were lower as the biogas yield of a one-step digestion test, operating in batch mode for 30 days. Its biogas yield was 301 NL/kg oDM, but the CH₄ concentration was only 61%. As a conclusion the two-step fermentation generated less biogas with a higher CH₄ concentration.

The hydraulic retention time (HRT) of the combined process was eight days. Compared to the digestion test, the HRT was reduced by 73%. One influencing factor leading to this reduction was the retention of biomass in the methanogenic fermenter. After a period of 21 d first significant flocks were found in the fermenter. Granules were even built after 41 d of operation. The FBR showed a good performance in the retention of biomass and reduction of HRT.

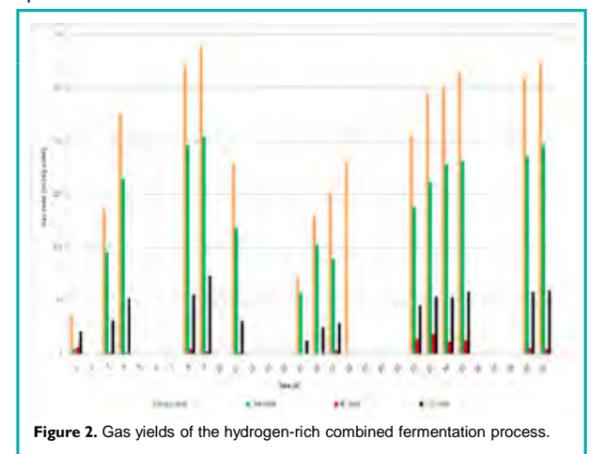


Figure 2. Gas yields of the hydrogen-rich combined fermentation process.

KNF LABOPORT – CHEMIEFESTE LABORPUMPEN



Vakuumpumpen und Kompressoren
für neutrale und aggressive Gase und Dämpfe

Merkmale:

- Förderleistung 6 ... 60 l/min
- Endvakuum bis 1,5 mbar abs.
- Betriebsüberdruck bis 7 bar
- resistent gegen aggressive Gase und Dämpfe
- wartungsfrei
- leise
- einfacher Anschluss an das elektrische Netz (Netzstecker)
- umweltfreundlich, da kein Wasserverbrauch und keine Kontaminierung von Abwasser



Material der medienberührten Pumpenkopfteile

Pumpenkopf: PTFE, PPS, Aluminium
Membrane: EPDM, CR, PTFE
Ventile: FFKM, NBR, EPDM

Die neue Generation Vakuumsystem – SC920

Schnell, geräuscharm, genau mit Funk-Fernbedienung

Das Vakuumpumpensystem erreicht ein Endvakuum von 2 mbar absolut und fördert bis zu 20 Liter Gas pro Minute. Alle gasführenden Teile sind aus chemisch beständigen Werkstoffen gefertigt.

Betriebsmodi: Abpumpen, Druckregelung, Automatik, individuelle Druckfunktion **Intelligente Regelung:** Mehrfach pro Sekunde misst ein Drucksensor den Ist-Druck im System. **Ansteuerung über PC:** Im Lieferumfang des SC 920 ist eine Windows®-basierte Software enthalten.

Aufeinander abgestimmte Komponenten



KNF MEMBRANKOMPRESSOREN UND VAKUUMPUMPEN



Das Prinzip der Membranpumpe: Eine elastische Membrane wird durch einen Exzenter auf- und abbewegt. Im Abwärtshub saugt sie das zu fördernde Gas über das Einlassventil an. Im Aufwärtshub drückt die Membrane das Medium über das Auslassventil aus dem Pumpenkopf hinaus. Der Förderraum ist vom Pumpenantrieb durch die Membrane hermetisch getrennt. Deshalb fördern die Membranpumpen die Medien völlig unverfälscht.

Leistungsbereiche:

Förderleistung von 0,3 ... 280 l/min
Endvakuum bis 0,5 mbar absolut
Betriebsdruck bis 7 bar (12 bar)



Ausführungen:

- Einbau- und tragbare Pumpen
- einköpfige, zweiköpfige und vierköpfige Membranpumpen
- Mikro- und Minipumpen
- Doppelmembranpumpen
- Pendelkolbenpumpen – große Leistung, kleine Baugröße
- chemiebeständige Ausführungen
- temperaturbeständige und beheizbare Varianten 200 ... 240 °C
- nach ATEX abgenommene Geräte

Kundenspezifische Lösungen

große Auswahl an AC- und DC-Motoren
bürstenlose Motoren, unterschiedliche Spannungen

Materialauswahl nach Anforderung

Kunststoffe, Aluminium, Edelstahl, Keramik, PTFE, PVDF, NEOPREN, VITON uvm.

Merkmale:

unverfälschtes Fördern von Gasen und Dämpfen, hohe Gasdichtigkeit, wartungsfrei, lange Lebensdauer, leise, einfache Installation, zum Teil temperatur- und chemiebeständig, Pumpen lassen sich fast ausnahmslos in allen beliebigen Einbaulagen betreiben

Einsatzbereiche:

Zum Einsatz kommen die Pumpen z.B. in Geräten, Apparaten und Anlagen der chemischen Industrie, Medizin- und Labortechnik, Mess- und Analysetechnik, Prozesstechnik, Umwelttechnik, Lebensmitteltechnik, Reprötechnik, Reinigungsindustrie, Forschung und Entwicklung.

Zulassungen: ATEX



SCHMACHTL
ELEKTROTECHNIK – MASCHINENBAU

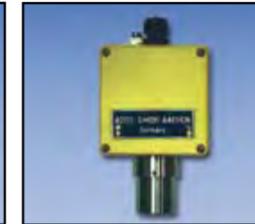
Zentrale:
A-4020 Linz
Pummererstr. 36
Tel.: 0732 / 76 46-0
Fax: 0732 / 78 50 36
E-Mail: office.linz@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Wien
A-1230 Wien
Kolpingstr. 15
Tel.: 01 / 61 62 180-0
Fax: 01 / 61 62 180-99
E-Mail: office.wien@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Graz
A-8010 Graz
Theodor-Körner-Str. 54
Tel.: 0316 / 67 21 85-0
Fax: 0316 / 67 24 39
E-Mail: office.graz@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Innsbruck
A-6020 Innsbruck
Höttinger Au 20
Tel.: 0512 / 26 50 60-0
Fax: 0512 / 26 61 51
E-Mail: office.ibk@schmachtl.at
www.schmachtl.at

ADOS GASTRANSMITTER



Die **Gasmess-Sensoren ADOS TOX 592** und **GTR 196** eignen sich zur kontinuierlichen Messung von Gaskonzentration in Luft. 4 unterschiedliche Sensortechnologien **mess**en gesundheitsgefährdende, explosionsfähige und brennbare Gase und Dämpfe. Proportional zur gemessenen Gaskonzentration wird ein Stromsignal erzeugt, welches zur Auswerteeinheit im nicht explosionsgefährdeten Bereich übertragen wird.

Einsatzbereiche: Chem. Industrie, Farbherstellung, Kläranlagen, Flüssiggas, Laboratorien, Raffinerien, Kühlhäuser, Lackieranlagen

Zulassungen: ATEX

ADOS INFRAROT-GASANALYSEN-SYSTEME



Das **Infrarot-Gasanalyse-System ADOS ITR 498** misst kontinuierlich Gase im Infrarotstrahlenbereich. Die typische Anwendung ist die Kohlendioxidmessung im Messbereich von 0 ... 5.000 ppm bis zu 0 ... 100 Vol%. Die ITR 498 Gerätefamilie ist als komplettes Messgerät mit optischen, akustischen und elektrischen Ausgängen, Stromausgang sowie als Handmessgerät **erhältlich**.

Einsatzbereiche: Raumluftüberwachung für Kellerräume und Obstellerräume, Klimaregelung in Großbüros oder Kaufhäusern, Überwachung der maximalen Arbeitsplatzkonzentration (MAK-Wert), Überwachung von Kohlenäurelöschanlagen uvm.

ADOS MEHRKANAL-GASMELDEGERÄTE – ANALYSATOREN



Das **Mehrkanal-Gasmeldegerät ADOS MWS 903** überwacht mit Hilfe von bis zu 8 Sensoren kontinuierlich die Umgebungsluft und warnt frühzeitig vor gesundheitsgefährdenden, explosionsfähigen und brennbaren Gasen und Dämpfen. Weitere Gasmeldegeräte sind verfügbar.

Der **ADOS KM 2000 CnHm EM** ist ein modular aufgebautes, mikrocontrollergesteuertes Messgerät für die Messung von brennbaren, gasförmigen **Kohlenwasserstoffverbindungen**. **Vorteile** des Messprinzips der Wärmetönung: große Empfindlichkeit, hohe Messgenauigkeit, geringer Nullpunkt drift, keine Zusatzmedien (H₂, Luft)

ADOS BIOGAS-ANALYSATOREN



Biogas 905 + 401

Die Mehrkanal-Gasanalysatoren ADOS Biogas 905 + 401 überwachen kontinuierlich oder diskontinuierlich Gaskomponenten im Biogasprozess. Typische Anwendungen sind die Messung von Methan, Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Sauerstoff, Wasserstoff (weitere messbare Gase auf Anfrage). Gaswarnsensoren können über den Biogas-Analysator ausgewertet werden.

Einsatzbereiche: Biogas-Verstromungsanlagen, Kläranlagen

ADOS GASWARNANLAGEN – ZUBEHÖR



- Hupen, kleine oder große Ausführungen
- Signalhupen EX-Version
- Drehspiegelleuchten
- Blitzpulser
- Raumsonden
- Notstromversorgungsgeräte
- Prüfgasflaschen
- Druckminderer
- Messgasentnahme-Sonden
- Beheizte Entnahmeleitungen
- LED Warntransparente

SCHMACHTL
ELEKTROTECHNIK – MASCHINENBAU

Zentrale:
A-4020 Linz
Pummererstr. 36
Tel.: 0732 / 76 46-0
Fax: 0732 / 78 50 36
E-Mail: office.linz@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Wien
A-1230 Wien
Kolpingstr. 15
Tel.: 01 / 61 62 180-0
Fax: 01 / 61 62 180-99
E-Mail: office.wien@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Graz
A-8010 Graz
Theodor-Körner-Str. 54
Tel.: 0316 / 67 21 85-0
Fax: 0316 / 67 24 39
E-Mail: office.graz@schmachtl.at
www.schmachtl.at

Niederlassung Innsbruck
A-6020 Innsbruck
Höttinger Au 20
Tel.: 0512 / 26 50 60-0
Fax: 0512 / 26 61 51
E-Mail: office.ibk@schmachtl.at
www.schmachtl.at

OPT-POLYGRID

Optimierung von Mehrsparten Energienetzen

Zielsetzung

- OPT-POLYGRID hat sich die Optimierung von Mehrsparten-Energienetzen mit verschiedenen Formen von Energie wie Wärme, Strom und Gas zum Ziel gesetzt:
 - Optimale Auslastung der Erzeugeranlagen
 - Maximierung des Einsatzes von erneuerbaren Energien
 - Minimierung des Einsatzes von fossilen Energieträgern
 - Simulation unter Einbeziehung eines Biogasnetzes
- Im Rahmen von OPT-POLYGRID wird mit Hilfe von SIEMENS Simulations-Programmen (DEMS und SINCAL) die Betriebsführung alternativer Energieerzeugersysteme optimiert:
 - Erhöhung der Energieeffizienz des Gesamtsystems
 - Verbesserte Vernetzung und Auslastung der Anlagen
 - Erreichung einer höheren Wirtschaftlichkeit
 - Reduktion des CO₂-Ausstoß

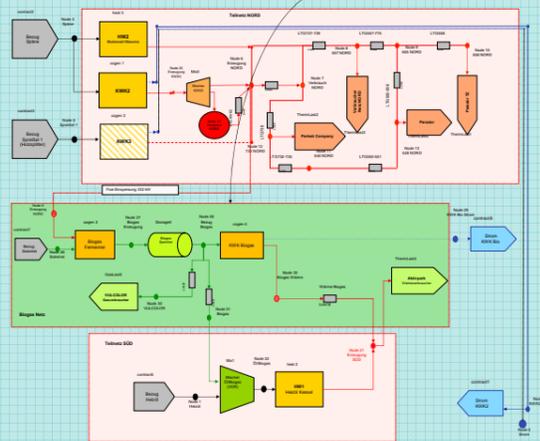
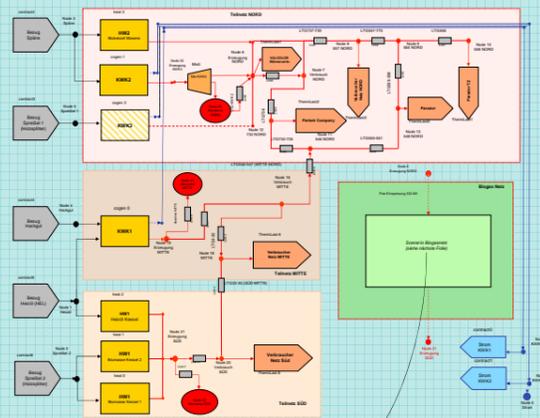
SIEMENS Tools

- DEMS (Dezentrales Energiemanagement System)
 - energieeffizienter Anlageneinsatz unter Einbeziehung sämtlicher Randbedingungen (Brennstoffoptionen, Preise, Wirkungsgradkurven, Rampen, Stromerlös)
 - optimierte Wärmeinspeisungen ins Netz
 - Vermeidung von Ölkesseln (maximal erneuerbar, minimal fossil)
 - Simulation von Szenarien mit Biogas

- SINCAL (Siemens Network Calculation)
 - Simulation von Wärmeverläufen im vermaschten Netz (unter Berücksichtigung von Laufzeiten, Verlusten, Druck, hydraulischen Restriktionen)

- DEMS/SINCAL Topologie für OPT-POLYGRID:
 - Sinnvoll verdichtete Netztopologie in SINCAL und DEMS
 - 3 FW-Teilnetze: SÜD, MITTE, NORD (Strang TOBAJ wird dem Teilnetz NORD zugerechnet)
 - Simulation mit Verbraucher SÜD, MITTE, NORD und der Gewerbeverbraucher Parador, Parkett Company und VULCOLOR
 - Biogas-Netz:
 - Simulation mit Erzeuger Biogas-Fermenter und KWK-Biogas und Verbrauchern VULCOLOR und Aktivpark
 - Stromnetz mit individueller Lieferung von KWK1, KWK2 und KWK Biogas (individuelle Stromerlöse für KWK1, KWK2 und KWK Biogas)
 - Synthetische Erzeuger/Lastprofile für Biogasnetz

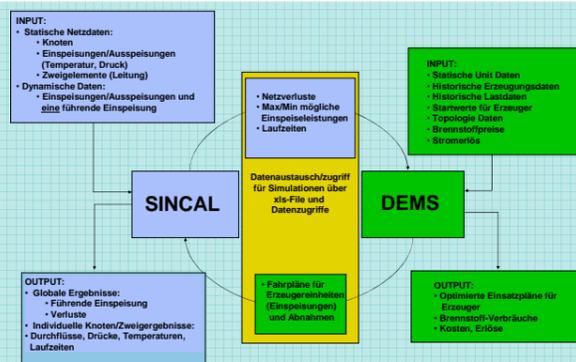
OPT-POLYGRID Topologie



Übersicht der OPT-POLYGRID DEMS Topologien für die Simulationen

Kopplung SINCAL - DEMS

- gemeinsamer Einsatz von SINCAL/DEMS für kostenoptimierten Betriebsführung und Einsatz der Kraftwerke:
 - optimierte Wärmeinspeisungen ins Netz mit energieeffizientem Anlageneinsatz (DEMS)
 - simulierte Wärmeverläufe im Netz (SINCAL)
 - verwerfen von Lösungen die physikalisch nicht sinnvoll sind (SINCAL)

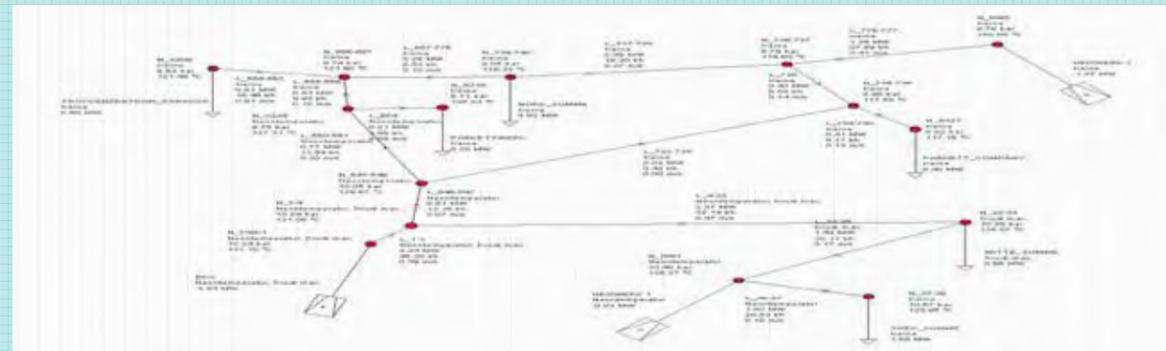


Programmsteuerung: Programmabwicklung:

OPT-POLYGRID

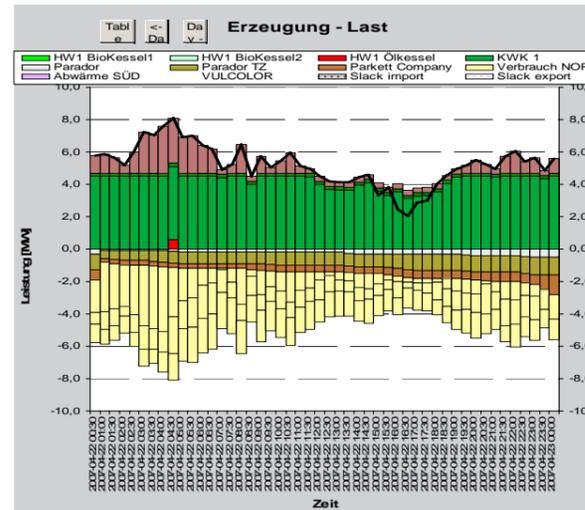
Optimierung von Mehrsparten Energienetzen

OPT-POLYGRID SINCAL Topologie

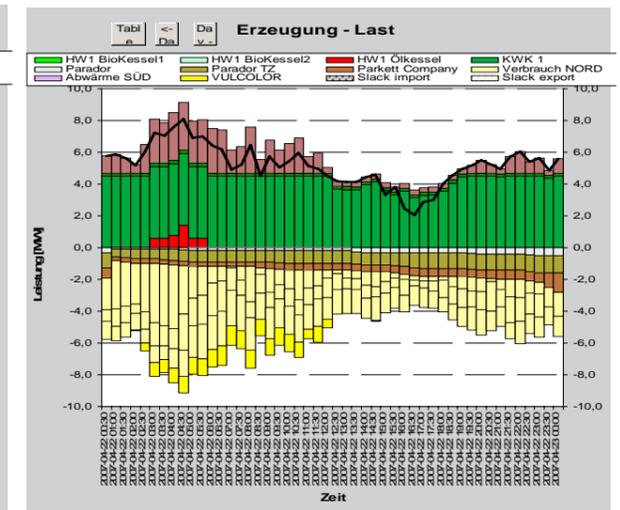


Übersicht der OPT-POLYGRID SINCAL Topologie für die Simulationen

KWK1+KWK2 mit max. Stromerlös



KWK1+KWK2 mit max. Stromerlös+Vulcolor



Zusammenfassung

Wirtschaftlichkeitsanalyse:

- Spielraum für wirtschaftlichere Fahrweise durch Faktum maximaler Stromerlös aus KWK1 und KWK2, eingeschränkt
- Einsatz fossiler Brennstoffe (Öl) soweit wie möglich reduzieren

Einsparungspotentiale:

- Reduktion der Wärme, die ansonsten weggekühlt werden müsste (technologisches Problem beim Kunden: zu hohe Rücklaufemperatur)
- Ersetzen des Öl durch Biogas (siehe Szenario)
- Kundenmanagement für Großkunden und/oder Dampfkammern, z.B. den Einsatz der Dampfkammern zeitlich verschieben oder das gleichzeitige Einschalten von allen Dampfkammern aufsplittern – vertraglich / logistisches Problem

Programmsteuerung: Programmabwicklung:

Die intelligenten Gasnetze der Zukunft

Herausforderung und Chance für die Gaswirtschaft

Dipl.-Ing. Robert Hinterberger, Dr. Martin Kleimaier



Motivation und Projektziele

Die Gaswirtschaft ist mit sinkendem Gasabsatz, der Notwendigkeit der Integration erneuerbarer Energieträger und der Sorge um langfristige Versorgungssicherheit konfrontiert. Während sich die Akteure der Stromwirtschaft bereits seit längerem mit „Smart Grids“ auseinandersetzen, hat sich auf Ebene der Gasnetze noch kein einziges Forschungsprojekt diesem Thema angenähert.

Smart Gas Grids eröffnen den Gasversorgern eine große Chance, ihre Rolle im Energiesystem der Zukunft völlig neu zu definieren. In diesem Projekt werden die konzeptionellen Grundlagen dafür erarbeitet und konkrete Ansatzpunkte für die Umsetzung von Smart Grid Elementen in den bestehenden Netzen identifiziert.

Methodik

Der methodische Ansatz dieses Forschungsprojektes ist auf folgende drei Säulen aufgebaut:

- Bearbeitung aktueller Fragestellungen der Gaswirtschaft, um konkrete Ansatzpunkte für die Umsetzung von einzelnen Smart Grid-Elementen in den bestehenden Netzen zu identifizieren (Bottom Up).
- Entwicklung von konzeptionellen, theoretischen Grundlagen für ein zukünftiges, intelligentes Gasnetz (Top Down).
- Einbringen der Erfahrungen aus anderen Netzen und Märkten, wie z.B. Stromnetzen oder Finanzmärkten.

Konzeptionelle Grundlagen eines Smart Gas Grids

Unter „Smart Grids“ wird weit mehr als nur das physische Leitungsnetz verstanden. Es handelt sich vielmehr um einen strategischen Ansatz und Vision für die gesamte Wertschöpfungskette des Energieträgers.

Neben den Leitungsnetzen und deren Topologie sind vor allem Markt- und Tarifmodelle, die informationstechnische Vernetzung aller Partner sowie insbesondere die Schnittstellen zu den Verbrauchern und anderen Energiesystemen zu berücksichtigen. „Smart“ steht in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration der Energiesysteme.

Smart Grids sind grundsätzlich technologieoffen. Sie können ähnlich wie Ecodesign als systematischer Ansatz verstanden werden, durch welchen - unter Einsatz und Vernetzung neuer Technologien - Aspekte wie Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz und CO₂-Fußabdruck viel stärker als bisher bereits beim grundlegenden Design von Energiesystemen berücksichtigt werden.

Der Mehrwert des Smart Grids wird, ähnlich wie beim Internet, nicht durch die bloße Herstellung der physischen Infrastruktur, sondern vielmehr durch die Bereitstellung von Energiedienstleistungen. Neue Marktteilnehmer und Marktmodelle sind die Folge. Allerdings lässt sich, wie die Erfahrungen aus der Entwicklung von Web 2.0 Anwendungen zeigen, nur schwer vorhersagen, welche Energiedienstleistungen zukünftig von Konsumenten angenommen und nachgefragt werden.

Bezüglich der Systemarchitektur dieser zukünftigen intelligenten Netze werden exemplarisch einige grundlegende Charakteristika und Entwicklungstrends angeführt:

- Smart Grids sind „tranksaktive“ Netze
- Micro Grids und Peer-To-Peer Backbone-Netz
- Vom single layer- zum multi layer-Energiesystem
- Smart Grids und Unbundling 2.0
- Konvergenz von Netzтарifen und Handelssystemen
- Zusammenwachsen einzelner Energienetze zum Smart PolyGrid
- Integration der Energieproduktion in urbane Lebenswelten

Mögliche Smart Grid Elemente im derzeitigen Netz

Eine Vielzahl von möglichen Smart Grid Elementen wurden identifiziert und analysiert. Beispielhaft seien hier angeführt:

- Intelligente Netzkomponenten zur Ermöglichung vermehrter Einspeisung von Biomethan
- Atmendes Netz und Minimierung des CO₂-Fußabdruckes
- Dezentrale Gasspeicher und deren Netzeinbindung
- Integration von Erdgasentspannungsanlagen und KWK-Technologien
- Mikro KWK's als virtuelle Gaskraftwerke
- Windkraftstrom und Methanisierung im Querverbund
- Integration von Energiesystemen, Verkehrs- und zukünftiger CO₂-Infrastruktur

Folgeaktivitäten

Ausgehend von den bisherigen Ergebnissen werden in der zweiten Projektphase ein Visions- und Strategiepapier sowie der Entwurf für eine strategische Forschungsagenda formuliert.

Weiteres Ziel ist es, Konzepte für mögliche Demonstrationsprojekte zu entwickeln. Auch gemeinsame, länderübergreifende Projekte durch bilaterale Kooperation in der D/A/CH-Region (Deutschland/Österreich/Schweiz) wären möglich. Geeignete Leuchtturmprojekte sind beispielsweise:

- Entwicklung und Umsetzung neuer Geschäftsmodelle und Verbreitungsstrategien für Mikro-KWKs
- Demonstration von dezentralen Gasspeichern
- Einsatz von Erdgasentspannungsanlagen, kombiniert mit Erneuerbaren Energieträgern und KWK-Technologien
- Konzeption von neuen Energiezentralen an Standorten kommunaler Kläranlagen.

Projektteilnehmer und Auftraggeber

Das Projekt wird von der ENERGY RESEARCH AUSTRIA unter Einbindung relevanter Stakeholder der Gaswirtschaft bearbeitet und im Rahmen der Programmlinie „Energie der Zukunft“ durchgeführt, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit und des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durch die Forschungsförderungsgesellschaft abgewickelt wird.



Ein Projekt der ENERGY RESEARCH AUSTRIA

Kontakt: Dipl.-Ing. Robert Hinterberger, ENERGY RESEARCH AUSTRIA, Business- und Research Center Höchstädtplatz, Meldemannstrasse 18, A-1200 Wien, Austria
Tel. +43-1-33 23 560 – 3060, Fax: +43-1-33 23 560 – 3069, Email: Robert.Hinterberger@energyresearch.at, www.energyresearch, www.smartgasgrids.eu



R. Waltenberger

G. Bochmann

R. Braun

BIOENERGY 2020+

Forschungsstätte Tulln

Konrad-Lorenz-Strasse 20

3430 Tulln

reinhold.waltenberger@bioenergy2020.eu

+43(0)2272 66280 537

BIOENERGY 2020+ GmbH

Firmensitz Graz
Innfeldgasse 21b
A 8100 Graz
T +43 (316) 873-9201
F +43 (316) 873-9202
office@bioenergy2020.eu
www.bioenergy2020.eu

Stickstoffentfernung und Rückgewinnung in Biogasanlagen

Einleitung

Biogas spielt im Kontext von erneuerbarer Energie und betrieblichem Umweltschutz eine bedeutende Rolle. Ein Beispiel dafür stellt die Fleischverarbeitende Industrie dar. Nicht konsumierbare tierische Nebenprodukte bieten in der anaeroben Verwertung ein großes energetisches Potenzial. Mit heutigem Stand der Technik lassen sich solche hoch stickstoffhaltigen Substrate nur unter erschwerten Bedingungen in Biogasanlagen verwerten. Zu hohe Stickstoffkonzentrationen können den mikrobiellen Prozess hemmen oder gar toxisch auf die Mikroorganismen wirken. Damit Rohmaterialien mit hohen Stickstoffkonzentrationen (z.B. Schlachtabfälle, Abfälle der Lederindustrie, Reststoffe der Biotreibstoffproduktion, usw.) in anaeroben Fermentationsprozessen verarbeitet werden können ist die Entwicklung neuer Strategien erforderlich. Die Entfernung von Stickstoff stellt hierbei einen vielversprechenden Ansatz dar.

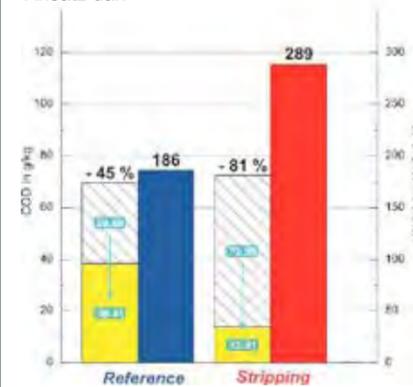


Abbildung 1: Kontinuierliche Vergärung

Der Prozess

Der Prozess (Abbildung 2) basiert auf einer Verdampfung. In dieser speziellen Anwendung wird Material direkt aus dem Biogasfermenter entnommen, behandelt und wieder in den Prozess rückgeführt.

Durch eine Abscheidung von etwa 30 % des Ammonium Stickstoffes kann in der bestehenden Biogasanlage ein verbesserter, stabilerer Betrieb gewährleistet werden.

Vorteile dieser Technologie sind:

- Gesteigerte Methanerträge
- Höhere Abbauraten
- Stabilisierung des biologischen Prozesses
- Verringerung der Geruchsemissionen
- Gesteigerte Erzeugung erneuerbarer Energie
- Einsatz des Gärprodukts als Dünger

Auswirkungen

Die Auswirkungen der Stickstoffentfernung auf die Fermenterperformance wurde in kontinuierlichen, biologischen Tests untersucht. Diese zeigten wie in Abbildung 1 dargestellt einen gesteigerten mikrobiellen Abbau der Inputsubstrate durch eine stärkere Reduzierung des chemischen Sauerstoffbedarfs (CSB). Damit einhergehend wurde eine um bis zu 55 % gesteigerte Methanausbeute beobachtet.

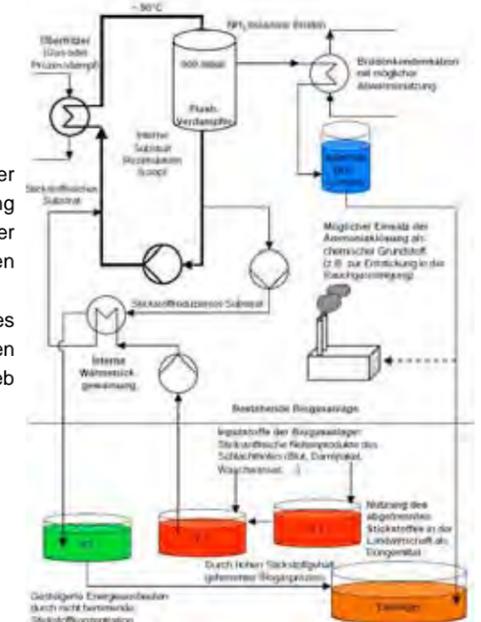


Abbildung 2: Schema der Stickstoffrückgewinnungsanlage



Studie »AD+PLUS« - Technologiebewertung von Gärrestbehandlungsverfahren und lokalen Verwertungskonzepten



W. Fuchs, R. Kirchmayr, R. Braun und B. Drosig*

Universität für Bodenkultur Wien, Interuniversitäres Department für Agrarbiotechnologie Tulln – IFA Tulln, Institut für Umweltbiotechnologie, Konrad Lorenz Straße 20, A-3430 Tulln, Austria;

*Kontakt: e-mail: bernhard.drosig@boku.ac.at; Tel.: +43-2272-66280-537 Fax.: -503



University of Natural Resources and Applied Life Sciences, Vienna
Department for Agrobiotechnology - IFA-Tulln
Institute for Environmental Biotechnology
www.ifa-tulln.ac.at

EINLEITUNG

Im Bereich der Bioenergie-Produktion zeigt sich der Trend zur Errichtung von Biogasgroßanlagen bzw. Biogasanlagen-Parks. Der Grund dafür liegt einerseits im Streben nach Zentralisierung der Bioenergieproduktion zur Effizienzsteigerung, andererseits dem zentralen Anfall von biogenen Reststoffen aus der Lebensmittel- bzw. der Biotreibstoffproduktion. Bei Biogasgroßanlagen im Megawatt-Bereich erweist sich die Verwertung der anfallenden Reststoffe (Gärreste) als eine der Hauptproblemstellungen. In diesem Bereich soll die Gärrestaubebereitung Erleichterung bringen, da der Gärrest einerseits

in ein Nährstoffkonzentrat und andererseits zu Brauchwasser, bzw. einleitfähigem Wasser aufgetrennt wird.

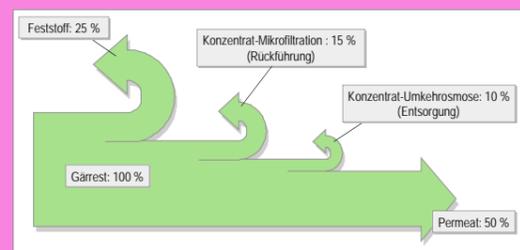
Die Studie »AD+PLUS« behandelt die folgenden Themen:

- Gärrestanfall und Zusammensetzung
- Verfahren zur Gärrestaubebereitung
- Bewertung des Standes der Technik
- Praxisnahe Fallstudien
- Anbieter und ausgeführte Anlagen

ÜBERBLICK ÜBER DIE TECHNOLOGIEN



Übersicht über die untersuchten Teilprozesse



Reststoffproblematik: Übersicht der Reststoffströme
Bei der Gärrestaubebereitung – hier Feststoffseparation und Membranverfahren - fallen weitere Reststoffe an, die verwertet werden müssen

ZUSAMMENFASSUNG

Generell ist eine Gärrestaubebereitung mit hohem Aufwand verbunden und nur dann sinnvoll, wenn die klassische Direktausbringung als Dünger auf landwirtschaftlichen Flächen nicht möglich oder wirtschaftlich ist. Gründe für eine Gärrestaubebereitung sind: regionale Nährstoffüberschüsse, Gärrestanfall in großen Mengen oder keine vorhandenen Ausbringflächen in der Region. Einfache Konzepte, wie der alleinige Einsatz einer Feststoffseparation mittels Schneckenpresse, können ebenfalls sinnvoll sein. Denn durch eine Separierung wird Rezirkulat für die Anmischung der Substrate zur Ver-

fügung gestellt und so die Menge an anfallendem Gärrest und der Frischwasserbedarf reduziert, sowie Lagerungs- und Ausbringungskosten eingespart. Membranverfahren oder Eindampfungsanlagen werden zur Aufbereitung der Flüssigphase eingesetzt. Die Eindampfung ist eine vergleichsweise robuste Technologie, die momentan in Deutschland durch den KWK-Bonus stark begünstigt wird. Im Falle der Membranaufbereitung zeigen sich bei vielen Anlagen im Dauerbetrieb noch Verfahrensschwierigkeiten. Die angesprochene Studie »AD+PLUS« ist in ihrer vollständigen Fassung ab Frühsommer 2010 erhältlich.

DANKSAGUNG:

Die Studie wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung finanziert.

Unser Dank gilt auch den zahlreichen Firmen, Anlagenbetreibern und Experten, die durch produktives Feedback zu dieser Studie beigetragen haben.



bioenergy2020+

Untersuchung unterschiedlicher Aufschlussverfahren zur Vergärung von Biertreber

G. Bochmann, M. Schönlieb, Silvia Andres Lainez and R. Kirchmayr

Universität für Bodenkultur Wien

IFA Tulln

Konrad-Lorenz-Strasse 20
3430 Tulln

Einleitung

Brauereien zählen auf Grund ihres hohen Energiebedarfs zu den energieintensiven Betrieben. Steigende Energiepreise lassen in Anbetracht hoher organischer Reststoffmengen ein Umdenken bei einigen Betrieben in der Energiebereitstellung erkennen. Die organischen Reststoffmengen werden über den gesamten Brauprozess gewonnen und umfassen neben der energiereichsten Fraktion (~21 MJ/kg TS) - den Biertrebern - noch Abwasser, Hefe, Heiß- und Kalttrub, Malzstaub und Altetiketten. Problematisch erweisen sich bei der anaeroben Verwertung der Biertreber jedoch sein hoher Anteil an Zellulose und Hemizellulose, hierdurch werden lange



Abbildung 1: Biertreber

Verweilzeiten bzw. große Fermentervolumina benötigt. [1]
Zur schnelleren und besseren Verwertung der Treber wird derzeit am IFA Tulln ein Verfahren entwickelt, das die Ausbeute steigern und die Verweilzeit der Treber reduzieren soll. Durch eine entsprechende Vorhydrolyse sollen die schwer abbaubaren Fraktionen teilweise in Lösung gebracht bzw. für die Mikroorganismen leichter verfügbar gemacht werden.

Zielsetzung

Gegenstand der Untersuchungen ist die Vergärbarkeit der Biertreber in Batch- und kontinuierlichen Verfahren. Aktuell werden unterschiedliche Aufschlussverfahren getestet und ihre Auswirkung auf die anaerobe Vergärung hin untersucht. Im Fokus stehen hierbei mikrobiologische und enzymatische Verfahren sowie der Einfluss von Hitze.

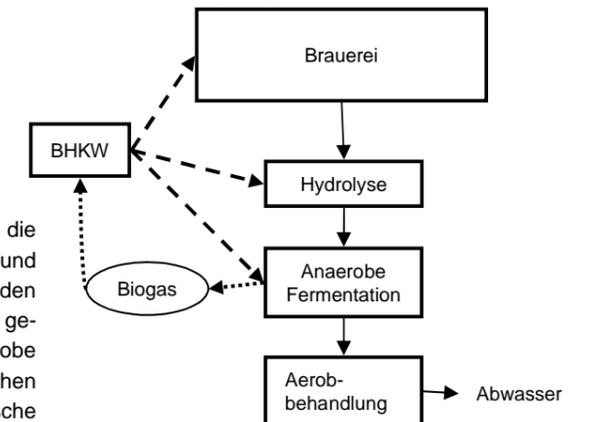


Abbildung 2: Fließschema

LITERATUR:

(1) Herfellner, T.; Bochmann, G.; Meyer-Pittroff, R.: Wirtschaftlich sinnvolle Verfahren? Brauindustrie 8/2006

Ergebnisse

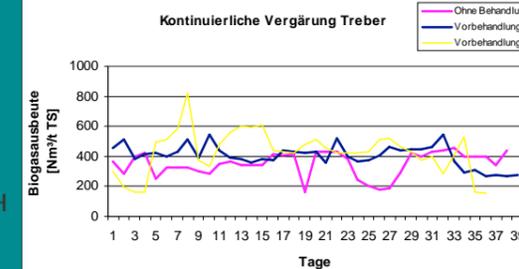


Abbildung 3: Kontinuierliche Vergärung

Bei der Vergärung der Biertreber konnte im Batch-Ansatz eine Gasausbeute von rund 325 Nm³ CH₄/t TS nachgewiesen werden. Bei der Vergärung aller organischen Produktionsrückstände können somit rechnerisch rund 50 % des Energiebedarfs einer Brauerei gedeckt werden. Bei den Untersuchungen zu den kontinuierlichen Ansätzen ergeben sich bei reinem Treber eine durchschnittliche Gasausbeute von 350 Nm³/t TS*d (CH₄ 59 %) mittels „VB 1“ 400 Nm³/t TS*d (CH₄ 62 %) und „VB 2“ 430 Nm³/t TS*d (CH₄ 59%).

BIOENERGY 2020+ GmbH

Firmensitz Graz
Inffeldgasse 21b
A 8100 Graz

T +43 (316) 873-9201
F +43 (316) 873-9202
office@bioenergy2020.eu

www.bioenergy2020.eu





Unterstützung des Anbaus und der Verwertung von Energiepflanzen auf europäischer Ebene

Universität für Bodenkultur Wien
Department für Agrarbiotechnologie; IFA-Tulln
Institut für Umweltbiotechnologie
www.ifa-tulln.ac.at

W. Gabauer*, R. Kleinhappl*, R. Braun*, R. Kirchmayr*, T. Laitinen**, A. Lehtomäki**
*IFA-Tulln, Institut für Umweltbiotechnologie; Konrad Lorenz Straße 20, A-3430 Tulln, Austria
Tel.: +43-2272-66280-514, Fax.: -503; mail: wolfgang.gabauer@boku.ac.at,
**Jyväskylä Innovation Oy, Piippukatu 11, FI-40101 Jyväskylä, Finland
Tel.: +358 14 4451 142; mail: tytti.laitinen@jklinnovation.fi



Einleitung

Ein wichtiges Ziel der EU ist die Förderung der Erneuerbaren Energien und vermehrte Nutzung von Biomasse. Das Projekt ENCROP unterstützt den Anbau und die Verwertung von Energiepflanzen auf europäischer Ebene. Die Projektpartner kommen aus Finnland (Koordinator), Spanien, Italien, Deutschland, Österreich, Schweden und Belgien, dem Stützpunkt der europäischen Biomasseverbände.

Unterstützung des Anbaus von Energiepflanzen

ENCROP unterstützt den Anbau und die Nutzung von Energiepflanzen durch gezielte Informationsweitergabe, durch Erhöhung des Bekanntheitsgrades und Akzeptanz von Energiepflanzen, durch Verbreitung von Know-How aus wissenschaftlichen Untersuchungen und durch Erhöhung des Vertrauens zwischen den Teilnehmern der Energieproduktionskette.

Das Projekt konzentriert sich auf die zwei wichtigsten europäischen Nutzungsbereiche von Energiepflanzen:

- die direkte thermische Verwertung
 - und die fermentative Umwandlung in Biogas
- Energiepflanzen, die in den Ländern der Projektpartner vermehrt genutzt werden: Mais, Gras, Reed Canary Gras, Weide, Pappel, Miscanthus und Stroh.

Schwerpunkt des Projektes

Das Projekt konzentriert sich auf die Unterstützung von Produzenten und Käufern von Energiepflanzen.

Im Rahmen von Veranstaltungen werden alle Teilnehmer der Energieproduktionskette an einen Tisch gebracht. Wichtige Informationen zum Thema Energiepflanzen werden vermittelt und das Vertrauen zwischen den Teilnehmern gestärkt.

Neue Geschäftsverbindungen und Projekte im Bereich Energiepflanzen sollen so entstehen.

Weiters werden europaweit bestehende Geschäftsmodelle zur Energiepflanzennutzung evaluiert und maßgeschneiderte Beratungsdienstleistungen angeboten.

Ergebnisse

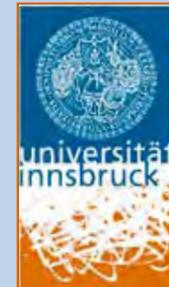
Veranstaltungen im Rahmen des Projektes ENCROP sind praktische Vorführungen (Erntetechniken,...), Informationstage und Schulungen in jedem Partnerland, internationale Seminare und Studienreisen.

Weiters wird eine DVD sowie ein Handbuch zur Energiepflanzenproduktion und -nutzung erstellt.

Liste der Projektpartner

Partic N°	Participant name	Country
1	JI - Jyväskylä Innovation Ltd, co-ordinator	
2	ETA - Energia, Transporti, Agricoltura srl	
3	GERBIO - German Society for sustainable Biogas and Bioenergy Utilization	
4	ESCAN - ESCAN, S.A.	
5	BTK SLU - Swedish University of Agricultural Sciences	
6	BOKU - Universität für Bodenkultur Wien	
7	AEBIOM - European Biomass Association	
8	MTT - Agrifood Research Finland	

Weitere Informationen unter: www.encrop.net



Quantification of Methanogens during the Start-up of Biogas Reactors using DNA microarrays and Real-time PCR

Maria Gadermaier*, Marta Goberna, Daniel Sperl, Michael Schön, Ingrid Franke-Whittle, Bernhard Wett, Heribert Insam

University of Innsbruck, Institute of Microbiology, Technikerstr. 25d, 6020 Innsbruck, Austria
University of Innsbruck, Institute of Infrastructure, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Austria
*maria.gadermaier@student.uibk.ac.at

Objectives

- To test if the establishment of a stable methanogenic community can be achieved in the start-up of a biogas reactor filling it directly with the substrate for anaerobic digestion (cattle manure)
- To test if the methanogenic community establishment is accelerated by using anaerobic sludge from an operational biogas plant as seeding material

Materials and Methods

Two different start-up strategies were examined in continuously stirred tank reactors (CSTR, 75 L):

- | Reactor MAN | Reactor SEED |
|-----------------------|--------------------------------|
| • 100 % cattle manure | • 20 % Anaerobic sludge |
| | • 80 % water |
| | • fed daily with cattle manure |

- 4 wk operation at 37 °C, sampling every 3.5 d
- Extraction of total DNA
- Microarray ANAEROCHIP: PCR amplification of 16S rRNA gene using universal archaeal primers 109F and 934 R
- Real-Time PCR: primers targeting specific genera of methanogens

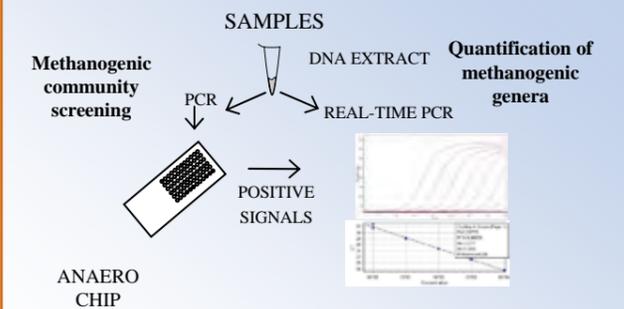


Fig. 1: Strategy of fingerprinting the methanogenic community

Results

Six methanogenic genera were found to be present in significant numbers combining both techniques: *Methanosarcina*, *Methanosaeta*, *Methanocorpusculum*, *Methanobrevibacter*, *Methanosphaera*, *Methanobacterium*

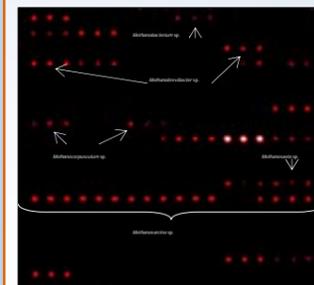


Fig. 2: Hybridisation of Cy5-labelled cattle manure 16S rRNA gene products

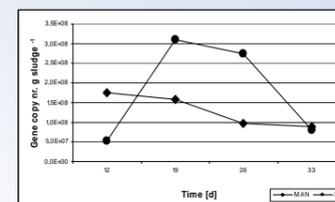


Fig. 3: Evolution of *Methanosarcina* sp. gene copy numbers during the experiment detected by real-time PCR

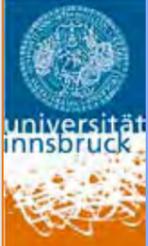
	cattle manure		anaerobic sludge (seed)	
	copies g sludge ⁻¹	% of total methanogens	copies g sludge ⁻¹	% of total methanogens
<i>Methanosarcina</i> sp.	2.3 10 ⁷	82.85	6.9 10 ⁷	99.36
<i>Methanocorpusculum</i> sp.	2.7 10 ⁶	9.74	4.6 10 ²	0.00
<i>Methanobrevibacter</i> sp.	1.6 10 ⁶	5.73	3.2 10 ⁵	0.46
<i>Methanosaeta</i> sp.	3.1 10 ⁵	1.09	2.8 10 ⁴	0.04
<i>Methanosphaera</i> sp.	1.6 10 ⁵	0.58	8.1 10 ³	0.01
<i>Methanobacterium</i> sp.	2.8 10 ³	0.01	9.1 10 ⁴	0.13
Total methanogens	2.8 10⁷		6.9 10⁷	

Tab. 1: Gene copy numbers of methanogens in the initial materials (cattle manure, anaerobic sludge) detected by real-time PCR

The acetrotrophic methanogens, foremost *Methanosarcina* dominated both reactors for the duration of the experiment. Its biomass increased in reactor SEED peaking at day 19 and progressively decreased reaching similar levels in both reactors at day 33. The abundance of the hydrogenotrophic methanogens decreased in both reactors with time (data not shown.)

Conclusion

Inoculation of biogas reactors treating cattle manure with anaerobic reactor sludge is not necessary, because cattle manure contains a diverse and abundant methanogenic community that should ensure a successful start-up.



Community shifts of methanogens during the start-up of a mesophilic biogas reactor treating cattle manure

Sabine Podmirseg*, Maria Gadermaier, Marta Goberna, Ingrid Franke-Whittle, Heribert Insam
University of Innsbruck, Institute of Microbiology, Technikerstr. 25d, 6020 Innsbruck, Austria
*sabine.podmirseg@uibk.ac.at

Objectives

1) To analyse the changes in methanogenic community during the start-up and first stable operating phase of a full-scale biogas plant and 2) to detect key organisms and their abundance.

Materials and Methods

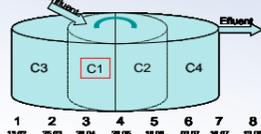


Figure 1: Scheme of the four-chamber biogas plant including the eight sampling dates in 2008; C1-C4 referring to chamber 1-4; samples obtained from chamber 1;

Clone libraries were generated from the input material (cattle manure, S1) and from a sludge sample collected 4 months after the start-up (S5). All clones were screened with restriction digestion (HaeIII). Real-time PCR was performed with specific methanogenic primers targeting the 16S rRNA gene in a Corbett Rotorgene 6000 cycler using SYBR Green I. Also chemical and physical parameters were analysed (Table 1).

Results: Clone libraries

Screening of the clone libraries revealed 38 ribotypes in the cattle-manure library and 18 in the sludge library, respectively. After sequencing and merging of phylogenetically close sequences (<3% difference), the final number of operational taxonomic units was reduced to 16 and 4, respectively. (Fig.3)

Results: Real-time PCR

The values obtained by real-time PCR ranged from 1.09 10³ gene copies per mL⁻¹ sample for *Methanosaeta* to 1.09 10⁶ gene copies per mL⁻¹ sample for *Methanobrevibacter*. There was a decrease over time of 37.7% in abundance of the total analysed methanogenic community. The real-time PCR data displayed the change from a community dominated by *Methanobrevibacter* (79.1%) and *Methanocorpusculum* (16.3%), two hydrogenotrophic methanogens, to a community comprised mostly of *Methanobrevibacter* (52.4%) and the metabolically versatile *Methanosarcina* (46.8%).

Table 1: Additional information to each sampling date:

sampling	[d]	T [°C]	pH	TS [%]	VS [%TS]	COD [g/l]	NH ₄ -N [mg/l]	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]
1	5	8.0	n.a.	3.7	67.8	39000	1372	n.a.	n.a.	n.a.
2	3	25.0	n.a.	4.7	72.4	59882	1368	12.0	17.2	6.7
3	3	33.6	7.39	3.6	65.3	36822	1238	63.0	36.6	0.3
4	3	39.3	7.37	4.8	69.5	46890	1383	44.6	34.0	3.9
5	5	37.0	7.47	4.9	69.1	59255	1346	41.0	32.2	3.8
6	3	n.a.	n.a.	4.1	64.6	47900	1178	34.8	25.1	3.6
7	3	n.a.	n.a.	3.9	69.0	49544	1035	29.1	21.0	6.8
8	3	36.1	7.50	4.4	68.6	49257	929	36.5	26.5	7.9

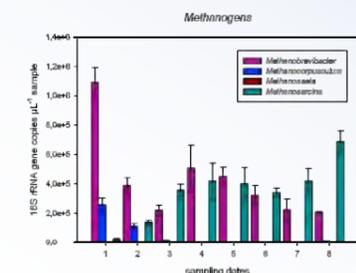


Figure 2: Rank abundance plot of the analysed methanogens based on 16S rRNA gene copy numbers; measured with qRT-PCR (SYBR Green I);

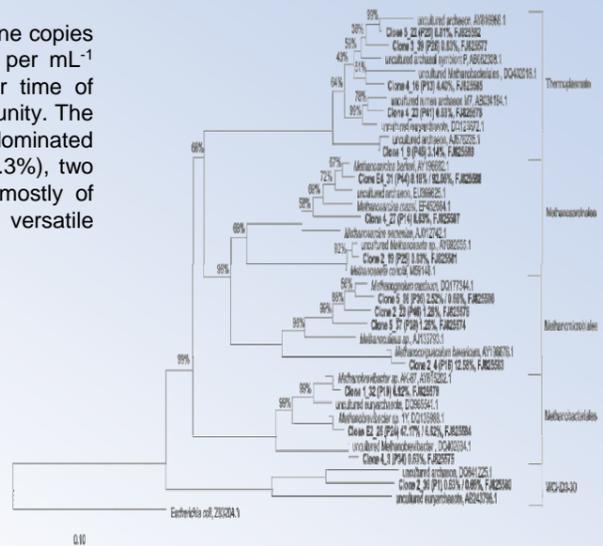


Figure 3: Phylogenetic distance tree of representative archaeal clones (16S rRNA gene sequences) and related sequences from the Greengenes database. Calculated with the neighbour joining method and Escherichia coli as outgroup. Bootstrap values (1000) shown at each node. Percentage values after brackets represent the abundance in the start-up (S1) and time point 5 (S5) clone libraries, respectively.

Conclusions: Besides a general decrease of archaeal diversity, the start-up process of this biogas plant led to the establishment of a specific methanogenic community with a dominance of only few genera.

References [1] Wett B., Schoen, M.; Pothilangka, P.; Wackerle, F.; Insam, H. (2007) Model based design of an agricultural biogas plant – application of Anaerobic Digestion Model No.1 for an improved 4 chamber scheme. Water Sci Technol 55, 21-28

Acknowledgements The project was supported by the FFG (Bio4gas) and the Tiroler Zukunftsstiftung (K-Regio Project BioTreat).

Effect of wood ash as a co-substrate in anaerobic manure fermentation

Martin S.A. Seewald^{a*}, Sabine Podmirseg^a, Heribert Insam^a, Brigitte A. Knapp^a

^aUniversity of Innsbruck, Institute of Microbiology, Technikerstraße 25 d, 6020 Innsbruck, Austria

*Corresponding author: martin.seewald@student.uibk.ac.at

To reduce greenhouse gas emissions Austrian policy is focusing on different renewable energy sources, among them biomass incineration for heat and power production. Due to the growing demand for energy, ashes are generated in growing amounts (e.g. in Austria 130.000 tons a⁻¹ in 2009). Wood ash can be recycled by direct application on soils or as a co-substrate for compost production and it can be used as additive for some industrial products (asphalt, concrete, cosmetics), but still landfilling is the most common way of ash disposal.

In this study the feasibility of ash as co-substrate for biogas production was tested. Wood ashes are alkaline and rich in trace elements, and could therefore help to optimise biogas production through raising the pH (a pH between 7.8 and 8.5 is considered to be optimal for methanogens) and increasing the concentration of potentially process limiting trace elements. A second objective was to test if an acidified biogas reactor can be 'saved' by a wood ash amendment.

One l flasks were filled with 500 ml manure and were fed with 10% v/v fresh manure every 48 h (corresponding to 20 d retention time). After equilibration the biogas reactors got amended with wood ash (1% w/v). Additionally, one batch was fed with 10% v/v of a wood ash/manure (1% w/v) mixture every 48 h.

Wood ash addition immediately raised the pH from 7.5 up to 8.8. This level was maintained for the continuously amended samples, while the pH declined in the other reactors to 7.5 within 14 d. Biogas production was terminated by ash addition but recovered after 11 d. The samples continuously amended with ash did not recover till the end of the experiment (19 d). Acetate, propionate, and iso-valerate accumulated after ash amendment (inhibition of methanogenes). Restart of methane production led to utilisation of the volatile fatty acid pool, reflecting the metabolic pathway from short chain fatty acids to methane. Also the nitrate level increased after ash amendment, while ammonia levels did not change.

The aim to increase the pH was reached, however, in future experiments the amount of added wood ash should be reduced to avoid a total inhibition of biogas production.

Holzasche als Düngemittel – ein Freilandversuch

BioTreat



Rohstoff Holz

Österreichs Waldfläche nimmt jährlich um eine Fläche von etwa 5.100 Hektar (7.300 Fußballfelder) zu. Das entspricht etwa 30 Millionen Festmeter Holz im Gegensatz zu etwa 20 Millionen Festmeter Holz die wirtschaftlich genutzt werden.

Biomassefernhelzwerke

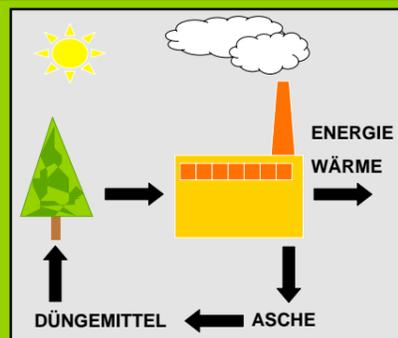
Beim Holzzuwachs im Wald wird genauso viel CO₂ gebunden wie durch die Verbrennung in Biomasseheizwerken wieder in die Atmosphäre gelangt (CO₂-neutral). Daher gilt die Energieerzeugung durch Verbrennen von Holz als zukunftsweisendes Konzept.

Schipisten

Nach der Errichtung einer Schipiste muss die Vegetationsdecke wieder hergestellt werden um der Oberflächenerosion durch Wasser vorzubeugen. Um das Aufkommen einer Vegetationsdecke zu beschleunigen wird neben einer standortgerechten Samenmischung mit Mineraldüngern oder Hofdüngern (z.B. Mist) gedüngt.

Düngeversuche

Um die Eignung von Holzasche als Zusatzdünger für die Wiederbegrünung zu untersuchen wurden von BioTreat, der Zillertal-Arena, DAKA und der Fügen Bergbahn-Spieljoch Versuchsflächen eingerichtet. Sie befinden sich auf der Schipiste unterhalb der Liftrasse des Fußball X-Press Liftes im Schigebiet Zillertal-Arena. Als Dünger wurde Mist verwendet dem Holz- asche aus dem Heizkraftwerk Binderholz in verschiedenen Mengen zugesetzt wurde. Neben den positiven Dünge- eigenschaften wirkt Holzasche durch ihren hohen pH-Wert (>11) auch einer Versauerung des Bodens entgegen.



BioTreat- K-Regio Zentrum
Ist ein Kooperationsprojekt der Universität Innsbruck mit 13 Partnern aus der Wirtschaft und beschäftigt sich mit biologischen Behandlungs- und Recyclingtechnologien, insbesondere auch mit Erneuerbarer Energie aus Biomasse.
Kontakt: heribert.insam@uibk.ac.at

Entsprechend der Anzahl der Biomasseheizwerke steigt auch die angefallene Aschemenge an. Aufgrund der Steigerung der energetischen Nutzung gewinnt die Frage nach umweltverträglichen Entsorgungswegen an Bedeutung.

Holzasche

Es wird zwischen Rost- und Flugaschen unterschieden. Rostaschen sind meist unbedenklich hinsichtlich der Schadstoffgehalte. Rostasche von naturbelassenem Holz kann durch ihren Nährstoffgehalt (Kalzium, Kalium, Magnesium, Phosphor) zur Bodenverbesserung beitragen. Sie enthalten jedoch keine Stickstoffquelle und können somit nur ergänzend zu einer Stickstoffdüngung angewendet werden. Die Ausbringung von Holzasche auf schutzwürdige Flächen (Moore, magere Primärstandorte und Felsfluren) ist verboten.



Information und Anmeldung:

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH
Kurt Könighofer
Email: kurt.koenighofer@joanneum.at
Tel.: +43 (0)316/876 1324
Fax: +43 (0)316/876 1320



Die Teilnahme ist kostenfrei,
eine Anmeldung ist bis spätestens 1.6.2009 erforderlich.

Beschränkte Teilnehmerzahl, bitte rechtzeitig anmelden!

Mitveranstalter:



Forschungskooperation Internationale Energieagentur

Verantwortung:

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leitung: DI Michael Paula

A-1010 Wien, Renngasse 5

www.e2050.at

www.energytech.at/iea