

ÜBERBLICK ÜBER DIE SCHWACHGASNACHBEHANDLUNG BEI BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN

ERSTELLT DURCH



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



www.thvt.at

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN (ÖSTERREICH),
Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische
Biowissenschaften
Forschungsbereich Thermische Verfahrenstechnik und Simulation



ENERGIEPARK BRUCK AN DER LEITHA (ÖSTERREICH)

ERSTELLT IM ZUGE DES PROJEKTES:



Promotion of bio-methane and its market development through local and regional
partnerships

A project under the Intelligent Energy – Europe programme

Contract Number: IEE/10/130

Deliverable Reference: Task 3.1.1

Delivery Date: March 2013

Inhalt

1. Einführung und Motivation.....	3
2. Beschreibung der aktuell verfügbaren Technologien zur Schwachgasnachbehandlung.....	4
2.1. Gasmotoren	4
2.2. Mikrogasturbinen.....	4
2.3. Schwachgasbrenner	5
2.4. Katalytische Oxidation	6
2.5. Regenerativ-thermische Oxidation (RTO).....	7
3. Literaturquellen	7

1. Einführung und Motivation

Das Schwachgas, welches im Zuge der Biogasaufbereitung als „Abfallstrom“ anfällt, weist je nach verwendeter Aufbereitungstechnologie (und deren Methanausbeute) noch einen gewissen Restgehalt an Methan auf. Dieser Methangehalt ist vom Methanschluß der Aufbereitungsanlage abhängig. Der Methanschluß bezeichnet hierbei die Methanmenge, die nicht ins Netz eingespeist werden kann, bezogen auf die mit dem Rohbiogas gelieferte Methanmenge. Bei chemischen Wäschen ist dieser Methanschluß am geringsten, gefolgt von physikalischen Wäschen mit Wasser (1 - 2 vol%) oder organischem Lösungsmittel (2 - 4 vol%), Membrantechnologien je nach Anlagenausführung (0,5 - 5 vol%) und PSA-Anlagen je nach Hersteller und Anlagenauslegung (1 - 10 vol%).

Nachdem Methan stark treibhauswirksam ist (höheres Treibhaus-Potential als Kohlendioxid), ist es für die Gesamtnachhaltigkeit der Biomethanproduktionskette von wesentlicher Bedeutung, dass die Methanemissionen an die Atmosphäre so gering wie möglich gehalten werden. An dieser Stelle sei erwähnt, dass in den meisten europäischen Ländern die Methanemission von Biogasanlagen gesetzlich reglementiert ist. Darüber hinaus resultieren höhere Methangehalte im Schwachgas sehr oft in höheren spezifischen Aufbereitungskosten, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens beeinträchtigt werden kann. Die Situation wird dadurch noch komplizierter, als bei den meisten Technologien ein Kompromiss aus steigenden Invest- und Betriebskosten sowie höherer Methanausbeute und damit niedrigerem Methangehalt im Schwachgas gefunden werden muss. Daraus folgt, dass in vielen Fällen die wirtschaftlichste Anlagenauslegung die ist, die einen gewissen Methangehalt im Schwachgas akzeptiert und zusätzlich eine spezielle Schwachgasnachbehandlung zur Methanentfernung vorsieht. Wichtig ist hierbei die intelligente Integration der Biogasaufbereitungsanlage in die Biogasanlage selbst sowie das Gesamtkonzept der Biomethanproduktionsstätte. Nur sehr wenige Biogasaufbereitungstechnologien mit sehr spezieller Anlagenkonfiguration weisen heute eine so hohe Methanausbeute auf, die in einem Methangehalt im Schwachgas resultieren, der gesetzlich für die direkte Abgabe an die Atmosphäre zugelassen ist.

Die üblichste Form der Methanentfernung aus dem Schwachgas ist die Oxidation (Verbrennung) unter Freisetzung von Wärme. Diese Wärme kann als Prozesswärme direkt an die Biogasanlage geliefert werden (da diese oft einen Eigenwärmebedarf haben, der gedeckt werden muss), oder aber die Wärme kann an ein Fernwärmenetz abgegeben werden. Falls diese beiden Möglichkeiten nicht existieren, muss die Wärme durch Kühlung an die Umgebung abgegeben werden. Eine weitere Möglichkeit der Schwachgasnachbehandlung ist die Mischung mit Rohbiogas und gemeinsame Verbrennung in einem KWK-Gasmotor oder einer Mikrogasturbine. Beide genannten Möglichkeiten verlangen in jedem Fall eine sorgfältige Dimensionierung und Anlagenauslegung, da das Schwachgas einer modernen Biogasaufbereitungsanlage selten genug Methan für eine stabile Verbrennung enthält und oft eine Zudosierung von Rohbiogas oder Erdgas erfordert. Die Behandlung von Schwachgas mit niedrigeren Methangehalten als etwa 4 vol% gestaltet sich dann zunehmend schwierig, da während der Verbrennung nicht mehr genug Energie für eine Aufrechterhaltung der Oxidationsreaktion (bei technischen Strahlungsverlusten der Anlage) geliefert wird und die Zudosierung von Rohbiogas oder Biomethan zur Stabilisierung der Verbrennung erforderlich wird. Aus diesem Grund wurden Verfahren entwickelt, die durch katalytische Wirkung oder durch ausgeklügelte zyklische Wärmespeicherung auch bei niedrigeren Methangehalten noch einen

autothermen Betrieb (ohne weitere Zudosierung eines höherkalorigen Stützgas) aufrechterhalten können.

2. Beschreibung der aktuell verfügbaren Technologien zur Schwachgasnachbehandlung

2.1. Gasmotoren

Die Verbrennung methanhaltiger Gase in Verbrennungsmotoren ist die übliche Form der Nutzung des Energieinhaltes von Biogas. Mit Wirkungsgraden zwischen 35 und 40 % kann elektrischer Strom produziert werden, bei Nutzung der anfallenden Abwärme im Abgas des Gasmotors kann der Gesamtwirkungsgrad auf 82 bis 88 % gesteigert werden. Die Zündfähigkeit eines Gases und damit seine Verwendbarkeit in einem Gasmotor hängen aber ganz wesentlich vom Methangehalt im Gas ab. Gemeinsam mit dem sinkenden Energieinhalts bei sinkendem Methangehalt wirkt der steigende Gehalt an Kohlendioxid zusätzlich noch bremsend auf die Verbrennungsreaktion des Methans. Wissenschaftliche Arbeiten beziffern den absoluten Mindestmethangehalt, der mit einem Gasmotor noch stabil verbrannt werden kann unter idealen Bedingungen mit etwa 21 vol%. Dieselben Arbeiten machen aber darauf aufmerksam, dass bei realen Gasmotoren aufgrund der nichtidealen Vermischung, der Turbulenzintensität in der Brennkammer sowie aufgrund der erforderlichen überstöchiometrischen Fahrweise für eine stabile Verbrennung zumindest 30 vol% (besser 35 vol%) Methan erforderlich sind. Problematisch für den Betrieb eines Gasmotors ist ein permanent hoher Gehalt an H_2S im Biogas (je nach Hersteller üblicherweise über 500ppm). Durch die Verbrennung im Motor entsteht im feuchten Abgas Schwefelsäure, welche durch den Ölfilm an den Lagerflächen aufgenommen wird und somit zur raschen Alterung des Motoröls führt.

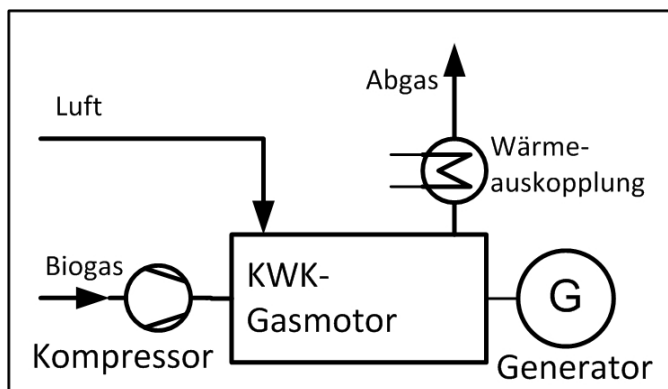


Abbildung 1: Fließbild eines Gasmotors zur kombinierten Produktion von elektrischem Strom und Wärme; Abbildung eines Gasmotors an der Biogasanlage Bruck/Leitha, Österreich (Quelle: Technische Universität Wien, Biogas Bruck GmbH)

2.2. Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen zeichnen sich neben ihres für Biogasanlagen attraktiven Leistungsbereiches von 30 bis 4000 kWel auch durch ihre einfache Technik aus. Aufgrund der niedrigen Turbinen-Eintrittstemperatur (etwa 800°C) kann auf gekühlte Turbinenschaufeln verzichtet werden, der Wirkungsgrad wird durch rekuperative Vorwärmung der verdichteten Luft vor dem Eintritt in die Brennkammer mit der vorhandenen Abgaswärme gesteigert. Das Abgas wird dabei von 600°C auf

300°C abgekühlt. Der Brennkammerdruck liegt bei 3 bis 4 bar, die Turbine dreht mit Drehzahlen zwischen 30.000 und 100.000 U/min. Elektrische Wirkungsgrade um 30 bis 35 % sind mit einem solchen System zu erzielen. Bei Abwärmenutzung sind auch hier Systemwirkungsgrade von 85 % zu erzielen. Da die meisten Mikrogasturbinen luftgelagert sind, fällt hier die H₂S-Problematik im Schmieröl-Kreislauf weitestgehend weg. Aufgrund der Korrosionsneigung ist bei höheren Schwefelgehalten aber eine vorherige Entschwefelung ratsam. Marktübliche Mikrogasturbinen verlangen Mindestmethangehalte von 30 bis 35 vol% um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten, liegen also etwa im gleichen Bereich wie die Gasmotoren. Gut erprobt und kommerziell erfolgreich ist die Capstone®-Mikrogasturbine, die in kompakter Bauform in einem breiten Leistungsbereich verfügbar ist. Im Vergleich zu Gasmotoren sind Gasturbinen in der Erstinvestition deutlich teurer, weisen allerdings signifikant geringere Wartungskosten auf.



Abbildung 2: Fließbild einer Gasturbine zur kombinierten Produktion von elektrischem Strom und Wärme; Abbildung einer Capstone®-Mikrogasturbinenanlage sowie Schnittzeichnung einer Capstone®-Mikrogasturbine (Quelle: efa Leipzig GmbH, Capstone Turbine Corporation)

2.3. Schwachgasbrenner

Ein Schwachgasbrenner ist ein spezieller Gasbrenner, der mit niedrigen Methangehalten betrieben werden kann. Der notwendige Mindest-Methangehalt beträgt dabei in der Regel 4 bis 7 vol% in der Mischung mit der Verbrennungsluft. Da der Schwachgasstrom moderner Biogasaufbereitungsanlagen heute üblicherweise deutlich niedrigere Methangehalte aufweist, ist eine gezielte Beimischung von höherkalorigem Gas (Rohbiogas oder Biomethan) erforderlich, um die Zündfähigkeit aufrechtzuerhalten. Eine zweite Möglichkeit besteht darin, die Aufbereitungsanlage bewusst bei einem höheren Methanschlupf auszulegen und zu betreiben. Wie bereits erwähnt kann dies in vielen Fällen durchaus auch der wirtschaftlichste Betriebspunkt sein. Besonders häufig kommen Flox®-Brenner (Flameless Oxidation) als Schwachgasbrenner zum Einsatz, die als Komplettsystem kommerziell erhältlich sind. Bei diesem Verfahren wird das Mischgas unter Einsatz vorgewärmter Luft und gegebenenfalls auch Vorerwärmung des Schwachgases flammenlos verbrannt. Das Abgas des Brenners weist eine Temperatur von 600 bis 700 °C auf. Das Verfahren beruht vielfach zu einem großen Teil auf der Rezirkulation großer Mengen heißer Abgase in die Reaktionszone und intensiver Luftvorwärmung.

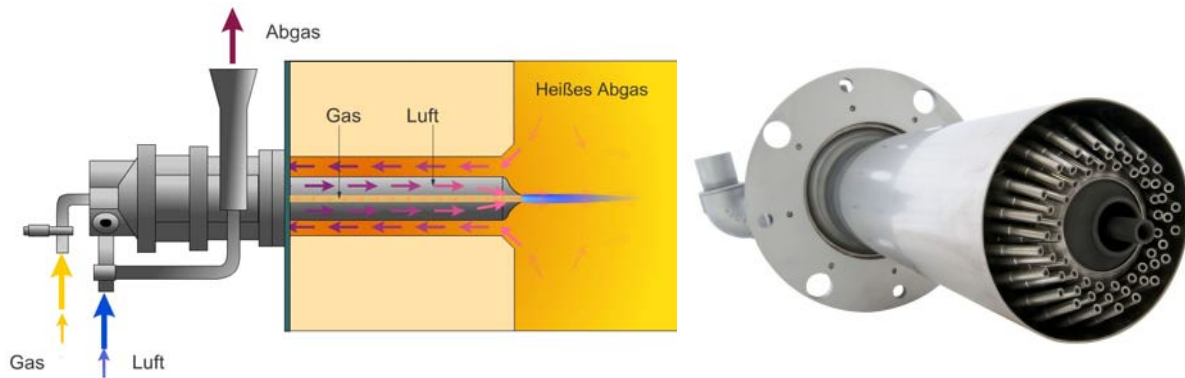


Abbildung 3: Funktionsschema einer flammenlosen Schwachgasverbrennung und Ansicht eines Brennerkopfes nach dem Flox®-Prinzip (Quelle: WS Wärmeprozestechnik GmbH, www.flox.com)

2.4. Katalytische Oxidation

Durch die katalytische Wirkung bestimmter Metalle (Platin, Palladium, Kobalt) wird die Aktivierungsenergie der Oxidationsreaktion von Methan mit Luftsauerstoff signifikant reduziert, sodass selbst bei niedrigen Methangehalten eine komplette Verbrennung bei niedrigeren Temperaturen als sonst üblich sichergestellt werden kann. Zu hohe Methangehalte sind hingegen aufgrund der Gefahr der Überhitzung des Katalysators, welcher als meistens als fester Sinterkörper zur Verfügung gestellt wird, zu vermeiden. Die Verbrennung findet dabei meistens bei Temperaturen zwischen 400 und 500°C statt, wobei das Schwachgas rekuperativ mit der Verbrennungswärme auf diese Temperatur aufzuwärmen ist. Nach dem Anlagenstart arbeitet das Verfahren autotherm. Zu beachten ist, dass dieses Verfahren sehr empfindlich gegen Katalysatorgifte wie z.B. H_2S ist, was binnen kürzester Zeit zur Deaktivierung des Katalysators führen kann. Ein kommerziell verfügbares Verfahren firmiert unter der Marke ZETECH4®. Etwa 70 bis 80% der im Methangehalt des Schwachgases enthaltenen Wärme kann mit diesem System ausgekoppelt und weiterverwendet werden.



Abbildung 4: Abbildungen zweier Anlagen zur katalytischen Oxidation von brennbaren Gasen, Ansicht des katalytisch wirksamen Matrix-Brenners im Betrieb (Quelle: Dürr Clean Technology Systems AG, R.Scheuchl GmbH, Viessmann GmbH & Co. KG)

2.5. Regenerativ-thermische Oxidation (RTO)

Dieses Verfahren arbeitet mit einer Reihe sehr gut isolierter Wärmespeicher (meist 2 bis 3), die die Oxidationswärme bei der Methanverbrennung aufnehmen können. Mit dieser Wärme kann das Schwachgas der Aufbereitungsanlage bis auf erforderlich Reaktionstemperatur aufgeheizt werden, wobei dann die exotherme Reaktion stattfindet. Die freiwerdende Wärme wird wiederum in einem Wärmespeicher bevorratet. Durch zyklische Umschaltung des Schwachgasstromes zwischen den temperierten Wärmespeichern kann in der Gesamtanlage ein für die Oxidationsreaktion ausreichend hohes Temperaturniveau erhalten werden. Mit diesem Verfahren ist ein autothermer Betrieb bereits ab einer Methankonzentration von $2 \text{ g CH}_4/\text{m}^3$ möglich. Im Gegensatz zur katalytischen Oxidation ist das Verfahren unempfindlich gegen H_2S . Ein kommerzielles Verfahren nach diesem Prinzip ist unter der Markenbezeichnung VOCSIDIZER® verfügbar.

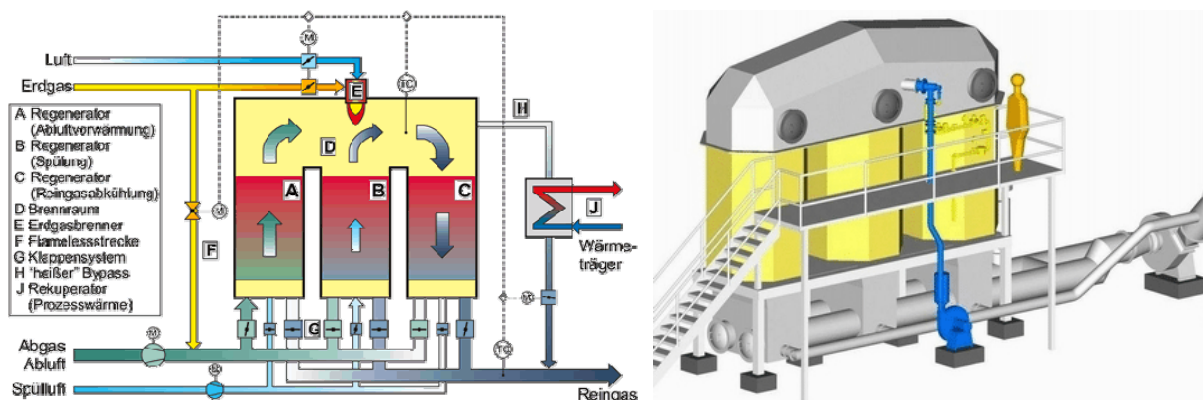


Abbildung 5: Funktionsschema der Regenerativ-thermischen Oxidation brennbarer Gase sowie virtuelle Darstellung einer RTO-Anlage (Quelle: TU Clausthal, Aersystem Abluftreinigungs- und Wärmetechnik GmbH)

3. Literaturquellen

"Abschlussbericht Verbundprojekt Biogaseinspeisung, Band 4"
 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
 Urban, Lohmann, Girod; Deutschland, 2009
www.umsicht.fraunhofer.de

"Biogas upgrading technologies - developments and innovations"
 IEA Bioenergy Task 37 - Energy from biogas and landfill gas
 Peterson, Wellinger; Schweden & Schweiz, 2009
www.iea-biogas.net

"Biomethan"
 Fachagentur Nachwachsende Rostoffe e. V. (FNR)
 Beil, Beyrich, Holzhammer, Krause; Gülzow-Prüzen, Deutschland, 2012
http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/f/n/fnr_biomethan_web.pdf

"DWA-Regelwerk: Aufbereitung von Biogas "

Merkblatt DWA-M 361

Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA)

Deutschland, 2011

"Membrane biogas upgrading processes for the production of natural gas substitute"

Separation and Purification Technology 74 (2010) 83–92

Makaruk, Miltner, Harasek; 2010

www.journals.elsevier.com/separation-and-purification-technology

„Methane–carbon dioxide mixtures as a fuel“

SAE Technical Paper Series 921557, 81–91

Karim, Wierzba; 1992

„Technisch-wirtschaftlicher Vergleich eines Gasmotors mit einer Mikrogasturbine“

Bachelorarbeit FH Oberösterreich

Lugmayr, 2010

<http://www.methapur.com/downloads.php>