

## (BIO) Gas – Inseltankstelle

„Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)-Gas-  
tankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage“

H. Bala, M. Harasek, M. Miltner, S. Hiller

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**52/2009**

## **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

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# **(BIO) Gas – Inseltankstelle**

„Integration einer Gasaufbereitung und einer  
(Bio)-Gastankstelle im Inselbetrieb in eine  
bestehende Biogasanlage“

DI Harald Bala MSc  
TBB Consulting

Dr. Michael Harasek, DI Martin Miltner  
Technische Universität Wien,  
Institut für Verfahrenstechnik

Stefan Hiller  
AGRAR PLUS

Asten, Dezember 2008

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage [www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at](http://www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at) und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

## **Danksagung**

**"mögen hätt' ich schon wollen. aber dürfen habe ich mich nicht getraut..."**

**Karl Valentin**

Der vorliegende Projektendbericht beschreibt ein typisches „das geht NIE“ Projekt. Die Idee Biogas im kleinen Maßstab zu reinigen und lokal selbst als Kraftstoff zu vermarkten klingt einfach und unkompliziert, stößt aber in vielen Bereichen auf Ablehnung und Unverständnis.

„Geht nicht“, „Gibt es nicht“, „Unwirtschaftlich“ sind die immer wieder gehörten Argumente. Deswegen gilt mein Dank all jenen, die gegen den Strom geschwommen sind und bereit waren, der methaPUR Vision ihren Glauben und ihre Stimme zu geben.

Allen voran Danke ich Herrn Landesrat DI Plank und Herrn DI Angerer vom Land Niederösterreich, die von Beginn an mit Rat und Tat zur Verfügung standen, und zusätzlich Fördergelder des Landes Niederösterreich zur Verfügung stellten.

Meine Hochachtung gilt der EVM (Energieversorgung Margarethen GenmbH), die als Betreiber einer Biogasanlage bereit waren, sich auf das Abenteuer „Biogas als Kraftstoff“ einzulassen und mit Herz und Verstand bei der Sache sind.

Nachdem die beste Idee ohne Umsetzung nichts wert ist gilt mein Dank auch den im Projekt beteiligten Firmen AGRAR PLUS, AXIOM, BAUER, FIAL und LUKENEDER die mit viel Erfahrung und Innovationskraft Österreichs erste Biogastankstelle Realität werden ließen.

Ein wichtige Rolle erfüllte die TU Wien, die mit Herrn Dr. Harasek den anerkannten Spezialisten im Bereich der Membrantrenntechnik in ihren Reihen hat. Er gehört zu jenen wichtigen Universitätsmitarbeitern, die sich nicht scheuen ihre wissenschaftlichen Ansätze in der Praxis umzusetzen, zu prüfen und zu verbessern.

„Last but not least“ bedanke ich mich bei der FFG und der ÖKK für die Projektförderung im Rahmen der Projektlinie „Energiesysteme der Zukunft“. Ohne diese Mittel wäre das Projekt in dieser Form nicht möglich gewesen.

Harald Bala, im Dezember 2008

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	17
1.1	Ausgangssituation.....	17
2	Projektziele und Fragestellungen.....	18
2.1	Projektziele .....	19
2.2	Fragenstellungen .....	20
3	Inhalte und Ergebnisse des Projekts.....	21
3.1	Arbeitspaket 1 Genehmigungsplanung.....	21
3.1.1	Die Biogasanlage Margarethen am Moos .....	21
3.1.2	Die Gasaufbereitung.....	24
3.1.3	Die Biogas-Tankstelle.....	25
3.1.4	Der Selbstbedienungsautomat .....	26
3.1.5	Der Genehmigungsbescheid .....	26
3.2	Arbeitspaket 2: Kontakte zu Erdgasautoherstellern.....	27
3.2.1	Anzahl von Erdgasfahrzeugen in Österreich .....	27
3.2.2	Das Angebot an Erdgasautos.....	29
3.2.2.1	Erdgasautos ab Händler .....	29
3.2.2.2	Umbaulösungen.....	30
3.3	Arbeitspaket 3: Infoveranstaltungen Flottenbetrieb .....	32
3.3.1	Infoveranstaltungen .....	32
3.3.2	Pressebeiträge.....	33
3.3.2.1	Der Beitrag der Bauernzeitung anlässlich der Eröffnung.....	33
3.3.3	Homepage .....	35
3.3.4	Tag der offenen Tür.....	36
3.4	Arbeitspaket 4: Errichtung der Gasaufbereitung und der Tankstelle .....	37
3.4.1	Die Tankstelle.....	37
3.4.2	Die Gasaufbereitung.....	40
3.4.2.1	Verdichtung.....	41
3.4.2.2	Kühlung/Rückanwärmung.....	41
3.4.2.3	Feinentschwefelung.....	41
3.4.2.4	Feinfilter .....	41
3.4.2.5	Gastrennung .....	42
3.4.3	Fließbild der Gasaufbereitung .....	43
3.4.4	Messstellen der Gasaufbereitung .....	44
3.4.5	Qualitätsüberwachung/Steuerung .....	45
3.4.6	Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage.....	45
3.4.7	Anlagenkosten .....	47
3.4.8	Anlagenwirtschaftlichkeit .....	48
3.5	Arbeitspaket 4: Anlagenbetrieb.....	50
3.5.1	Zusätzliche Gasproduktion für die Kraftstofferzeugung.....	50
3.5.2	Tankstellendaten .....	50
3.5.2.1	Tankstellenauslastung .....	50
3.5.2.2	Tankstellen-Betriebsprobleme .....	52

3.5.3	Die Rohgasqualität .....	53
3.5.3.1	Methanverlauf im Rohbiogas .....	54
3.5.3.2	Schwefelwasserstoffverlauf im Rohbiogas .....	56
3.5.3.3	Sauerstoff-/Stickstoffverlauf im Rohbiogas .....	58
3.5.4	Die Reingasqualität.....	59
3.5.4.1	Die methaPUR Qualitätsdefinition .....	59
3.5.4.2	Die Österreichische Kraftstoffverordnung .....	61
3.5.4.3	Start-Stop Verhalten der Gasaufbereitung.....	62
3.5.4.4	Befüllvorgang der Tankstelle .....	63
3.5.4.5	Optimierter Befüllvorgang .....	65
3.5.4.6	Energiebedarf der Gasaufbereitung.....	66
3.5.4.7	Das Ergebnis der methaPUR Gasanalyse.....	67
3.5.4.8	Vergleich der Qualitätsanforderungen zur Kraftstoffherstellung und zur Netzeinspeisung .....	68
3.6	Flottenbetrieb .....	70
3.6.1	Fahrzeugliste <sup>33</sup> .....	70
3.6.2	Die methaPUR-Flotte.....	74
3.6.3	Margarethener Erklärung.....	74
3.6.4	Fördermöglichkeiten für Privatpersonen.....	76
3.6.5	Fördermöglichkeit für Betriebe.....	77
3.6.6	Wartungsaufwand für Erd-/Biogasfahrzeuge .....	78
3.6.6.1	Begutachtung nach § 57a KFG.....	78
3.6.6.2	Überprüfen des Abgasverhaltens der Autos bei Biogasbetrieb .....	79
3.6.7	Treibstoffkostenvergleich <sup>48</sup> .....	79
4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....	80
4.1	Gewonnene Erkenntnisse für die Planung.....	80
4.2	Gewonnene Erkenntnisse über die Gasaufbereitung .....	80
4.3	Gewonnene Erkenntnisse aus dem Tankstellenbetrieb.....	81
4.4	Gewonnene Erkenntnisse aus dem Biogasanlagenbetrieb .....	81
4.5	Gewonnene Erkenntnisse aus dem Flottenbetrieb .....	82
4.6	Zukünftiger Forschungsbedarf .....	82
5	Abbildungsverzeichnis .....	83



## **Kurzfassung**

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz hat europaweit in den letzten Jahren zu ca. 50 Aufbereitungsanlagen für Biogas geführt. Nach wie vor ungelöst war aber der Ansatz, Biogas ohne Anschluss an ein Erdgasnetz aufzubereiten und direkt als Kraftstoff zu nutzen. Es war daher das Ziel des Projektes „(BIO)-Gas Inseltankstelle“ erstmalig in Österreich eine netzautarke Biogasaufbereitung samt nachfolgender Tankstelle zu errichten.

### Standort

In Margarethen am Moos nahe Schwechat wurde nachträglich in einer bestehenden 500 kW Biogasanlage eine Biogasaufbereitung sowie eine Tankstelle integriert. Die Biogasanlage liefert seitdem durch erhöhten Biomassedurchsatz mehr Biogas, das dann für Betankungszwecke zur Verfügung steht.

### Gasaufbereitung

Als Technik zur Gasaufbereitung wurde eine kleine Membran-Gastrennanlage mit einer Leistung von  $>33 \text{ Nm}^3/\text{h}$  aufbereitetem Biogas installiert. Diese Anlage stellt europaweit die kleinste kommerziell eingesetzte Gasaufbereitung dar. Sie konnte über die gesamte Projektlaufzeit die geforderte Gasqualität und Gasquantität liefern und auch den für den Inselbetrieb so wichtigen Start-Stop Betrieb ausführen. Das bei der Aufbereitung anfallende Restgas wird in die Biogasanlage rückgeleitet, wo es mit dem Biogas verstromt wird.

### Gasqualität

Im Unterschied zur Gasnetzeinspeisung für welche die ÖVGW G31 als Qualitätsvorgabe angewendet wird, gilt bei der Kraftstofferzeugung die österreichische Kraftstoffverordnung bzw. in Europa die DIN 51624. Diese Vorgaben werden mit der Membrananlage durchgehend erreicht.

### Tankstelle

Die errichtete Tankstelle wurde als nicht öffentliche Tankstelle im Selbstbedienungsbetrieb genehmigt und errichtet. Nach einer einmaligen Registrierung können die Kunden rund um die Uhr selbsttätig tanken. Die Tankstelle hatte im September 2008 ca. 20 Nutzer, sie sollte aber binnen 3 Jahren mit ca. 200 KFZ voll ausgelastet und damit wirtschaftlich betreibbar sein.

### Ausblick

Nach dem erfolgreichen Demonstrationbetrieb ist nun geplant, 25 Standorte für weitere Biogas-Tankstellen in Österreich zu finden, und dort analog zu Margarethen Kraftstoff zu erzeugen.

## **Abstract**

The grid-injection of biogas into the natural gas grid exists throughout Europe in more than 50 upgrading plants. The local upgrading of biogas away from the natural gas grid and the subsequently local use as fuel is still an unsolved task. Therefore it was the goal of the project “(bio-)gas local fuel station” to erect Austria's first biogas-upgrading plant in connection with a local fuel station without any connection to a natural gas grid.

### Area

The upgrading plant and the local fuel station were implemented in Margarethen am Moos near Schwechat at the site of a 500kW biogas plant. The biogas plant delivers the additional biogas that is converted into fuel by simply increasing its biomass input.

### Gas upgrading

The proper technique for the local upgrading plant is the membrane technique. With an average turnout of 33 Nm<sup>3</sup> biomethane (methaPUR) it is the smallest commercially running upgrading plant in Europe. Throughout the project the membranes could always deliver the needed gas-quantity and gas-quality. The upgrading plant also was capable to operate in the “supply on demand” mode, by turning off-/on when needed. The offgas from the upgrading plant is reinjected into the biogas plant and converted into heat and power by the installed gas engine. This makes the upgrading station a zero emission plant, because there is no energy loss because of unused offgas.

### Gas quality

Contrary to the gas grid injection there is a different legal requirement for the fuel production. In Austria it is the “Kraftstoffverordnung”, in Europe it is the DIN 51624. The membrane upgrading plant meets all quality-requirements for a proper fuel production of H-(bio)gas.

### Fuel station

The fuel station was licensed and built for non public access in self service operation. Therefore every user has to register once, after that he has unlimited access. The fuel station has actually about 20 customers, and it is expected that within three years there will be a fuel consumption of 150.000 kg (approximately 200 cars) a year. This represents the needed fuel output for a profitable operation.

### Outlook

After the success of demonstration-plant in Margarethen am Moos it is now planned, to find 25 more locations in Austria to construct an upgrading plant and a local fuel station similar to Margarethen am Moos.

## Kurzfassung II

Alternativ zur vorherrschenden Nutzung von Biogas mittels Kraft-Wärme-Kopplung (ca. 300 Anlagen in Österreich) hat sich national wie international die Biogasaufbereitung etabliert. Bei der Gasaufbereitung wird das Biogas durch Abscheidung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und sonstigen unerwünschten Gasinhaltsstoffen auf Erdgasqualität gereinigt und in das Gasnetz eingespeist. Der Vorteil dieser Technologie liegt darin, dass vor Ort keine energetische Verwertung von Strom und Wärme nötig ist, da das Gas über eine Erdgasleitung zu anderen Kunden geleitet werden kann.

Nachdem die meisten Biogasanlagen im ländlichen Gebiet betrieben werden, sind die wenigsten von ihnen in einer wirtschaftlichen Entfernung zu einer Erdgasleitung gelegen. Daher war es wichtig, eine alternative Gasverwertung in Ergänzung zur Gaseinspeisung zu finden. Diese Alternative wurde mit dem vorliegenden Projekt umgesetzt, indem statt einer Erdgasleitung eine Biogastankstelle als Gasabnehmer dient. Das Ziel war zu beweisen, dass es möglich ist Biogas auf Kraftstoffqualität zu reinigen und als lokale Insel analog einer Wärmeversorgung über eine eigene Tankstelle zu vermarkten.

Nachdem die zur Zeit als „Stand der Technik“ angebotenen Aufbereitungstechniken nicht für den Insel-Tankstellenbetrieb geeignet waren, wurde mit der Membrantechnologie eine neue Gasaufbereitung vorgestellt. Diese Technologie soll es ermöglichen, sehr kleine und kompakte Biogasaufbereitungen zu errichten, die in der Lage sind, eine autarke Biogas-Inseltankstelle zu versorgen.

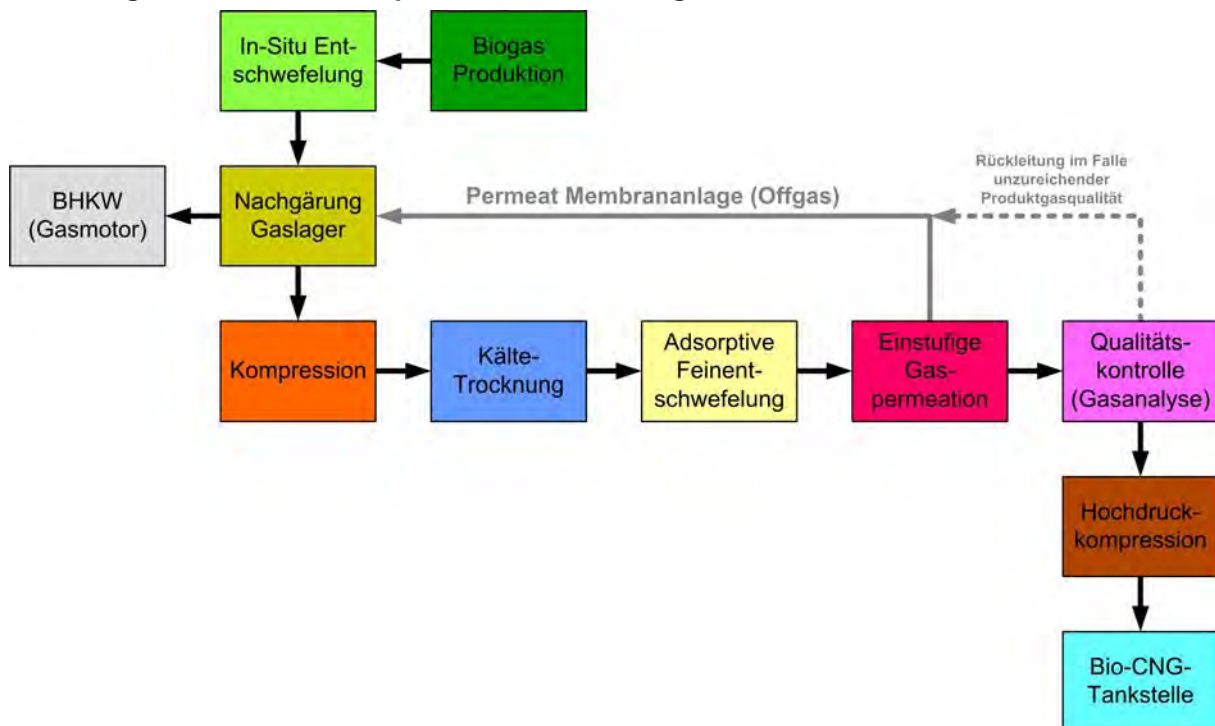
In Margarethen am Moos wurde daher bei einer bestehenden 500 kW Biogasanlage eine Biogasaufbereitung mit einer Leistung von 25 kg/h (ca. 33 Nm<sup>3</sup>/h) Biomethan installiert, die ihr Gas zu einer eigens errichteten Tankstelle leitet, an der es unter dem Namen methaPUR als erdgasgleicher biogener Kraftstoff vermarktet wird. Die erzeugte Kraftstoffmenge (150.000 kg/Jahr reicht aus, um ca. 200 Personenkraftwagen (PKW) mit einer Jahreskilometerleistung von 15.000 km zu 100 % zu versorgen.

Da der Erdgasautomarkt in Österreich nur sehr schwach entwickelt ist (Anteil <1 %), war es in diesem Projekt nötig, eine Vernetzung zwischen Angebot (Autoherstellern, Autohändlern, Umbaufirmen) sowie der Nachfrage (private wie gewerbliche Nutzer) herzustellen. Diese Grundlagenarbeit muss auch weiterhin verstärkt betrieben werden, da der allgemeine Wissenstand über erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge noch immer sehr gering ist und ein Markthemmnis darstellt.

Die Genehmigung der Aufbereitungsanlage konnte nach der NÖ-Gassicherheitsverordnung rasch durchgeführt werden, da die Anlage emissionsfrei betrieben wird. In der Abbildung 1 wird die enge Verbindung zwischen der Verstromungslinie und der Kraftstoffherzeugung der Biogasanlage ersichtlich. Es wird dabei nur ein Teil des Biogases zur Gasaufbereitungsanlage geleitet, während der Hauptteil des Biogases direkt über den Gasmotor in Strom und Wärme umgewandelt wird.

Das bei der Gastrennung anfallende Restgas wird in die Biogasanlage rückgeführt und dort dem Biogas vor dem Gasmotor zugemischt und energetisch verwertet. Die daraus resultierende Methanwertabsenkung von max. 8 % (von z.B.: 50 % auf 42 %) stellte für die in der Verstromung eingesetzten Gasmotorentchnik kein Problem dar. Die Biogasanlage konnte daher auch bei laufender Restgasrückspeisung durchgehend im Volllastbetrieb geführt werden.

**Abbildung 1: Verfahrenskonzept der Gasaufbereitung<sup>1</sup>**

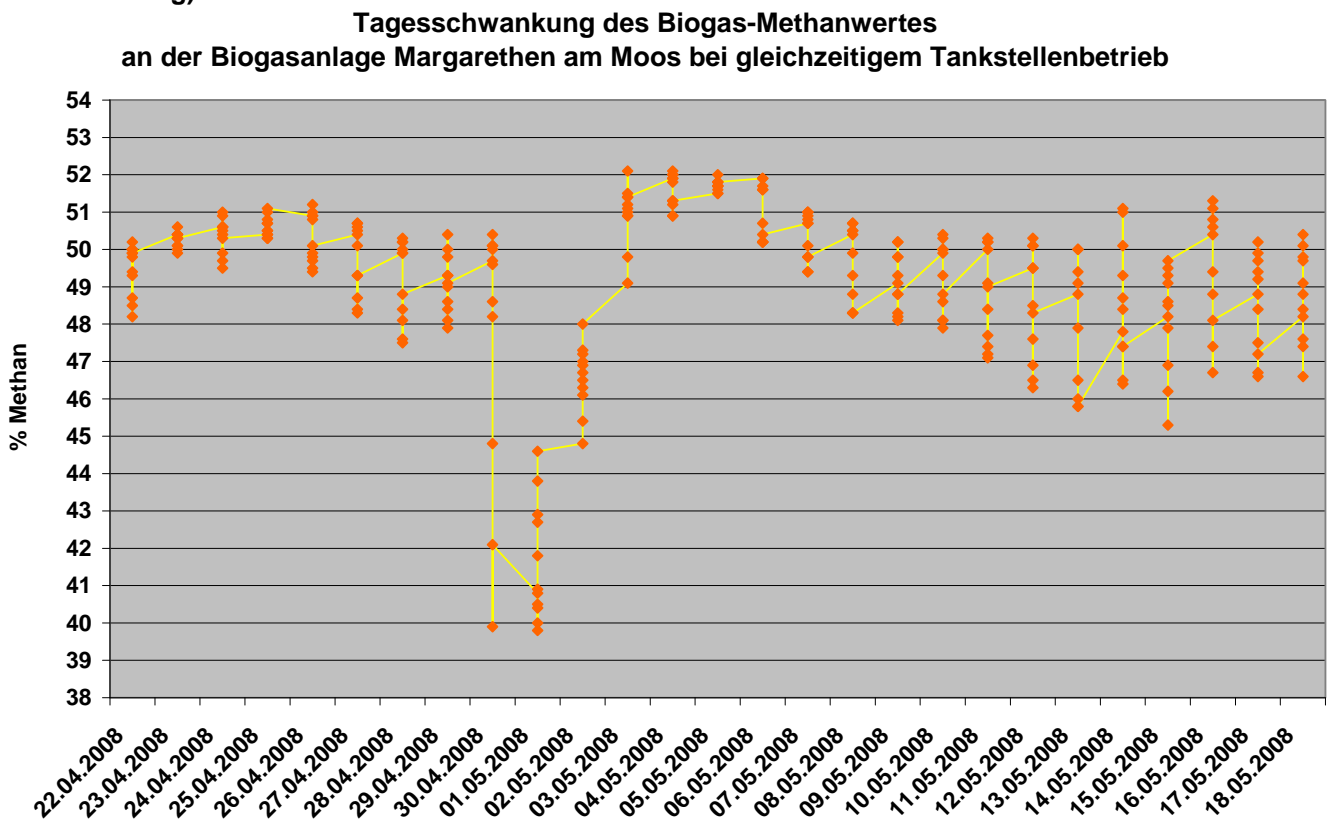


Eine Erhöhung der Kraftstoffproduktion führt demnach bei gleichbleibender Verstromungsgröße zu sinkenden Brennwerten des zu verstromenden Biogases. Durch diesen Effekt ist der Beimischung des Restgases eine Grenze gesetzt, nämlich die technische Anforderung an den Mindestbrennwert des zu verstromenden Biogases. Bei modernen Gasmotoren sind dies >40 % Methan, daraus ergibt sich ein Produktionsverhältnis von 5 Teilen Biogas (zur Verstromung) zu 1 Teil Biogas (als Kraftstoff) bei üblichen Methangehalten im Rohbiogas von 50%.

<sup>1</sup> Harasek, Michael und Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

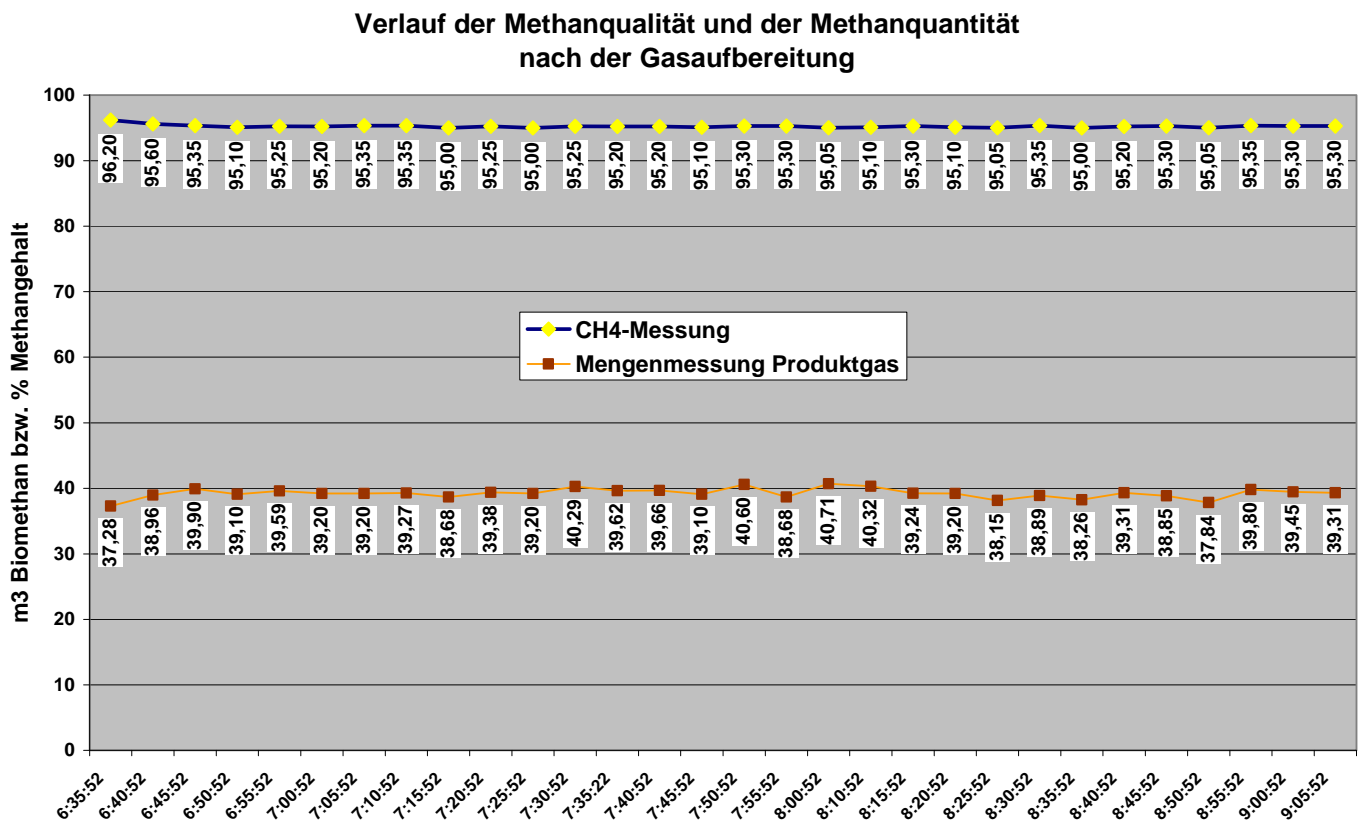
Es zeigte sich, dass der Methangehalt im Biogas täglich deutlichen Schwankungen unterliegt. Somit muss die Steuerung der Membran eine laufende Adaptierung der Betriebsparameter durchführen, damit die erforderliche Gasmenge von 33 Nm<sup>3</sup>/h und der gewünschte Mindestmethangehalt von >95 % (methaPUR-Qualitätsvorgabe) erreicht werden können.

**Abbildung 2: Frühjahrs-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**



In dieser Darstellung ist der Einbruch des Methanwertes von 50 % auf 40 % am 30.4.2008 gut erkennbar, der durch die mikrobiologische Umstellung auf eine geänderte Substratmischung hervorgerufen wurde. Die Gasaufbereitung war auch unter diesen Bedingungen in der Lage, die Leistungswerte sowohl qualitativ wie quantitativ zu halten.

Abbildung 3: Qualitativer und quantitativer Biomethanverlauf bei der Membran-Gastrennung (eigene Darstellung)



In Abbildung 3 ist ein Befüllvorgang des Hochdruckspeichers der Tankstelle zu sehen. Die voreingestellte Methanqualität von 95 % wurde durchgehend erreicht, bzw. überschritten. Die Produktgasqualität (Methangehalt) und die –quantität sind zwei gegenläufige Regelgrößen, die gemeinsam im Verbund zu regeln sind. Wird der Produktgasvolumenstrom erhöht, so sinkt bei gleichbleibender Membranfläche der Methangehalt im Produktgas, wird die Produktgasmenge vermindert, so steigt der Methangehalt.

Durch die bereits auf der Biogasanlage ohne Einsatz von Luftsauerstoff durchgeführte Entschwefelung des Biogases mittels „Deuto-Sulfo Clear“ konnten auch die Gehalte an Sauerstoff und Stickstoff auf einem geringen Niveau gehalten werden. Dies ist wichtig, da Stickstoff und Sauerstoff in den Membranen gemeinsam mit dem Methan auf der Produktgasseite verbleiben und somit nicht selektiv abgetrennt werden können. Die Schwefelwasserstoffwerte konnten im Produktgas in einem Bereich von <20 ppm gehalten werden. Dadurch war sichergestellt, dass das Produktgas keine korrosiven Eigenschaften aufweist, aber dennoch geruchlich wahrnehmbar bleibt, da die Geruchsschwelle von Schwefelwasserstoff > 0,15 ppm/m<sup>3</sup> beträgt.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> <http://www.schwefelwasserstoff.com/index.php?id=geruchsproblematik>, abgerufen am 3.12.2008

Die von der internen Qualitätssicherung (QS) gemessenen Werte wurden im Juni 2008 durch eine extern durchgeführte Gasanalyse des an der Tankstelle abgegebenen Biomethans überprüft.

**Abbildung 4: methaPUR Gasanalyse der Niederösterreichischen Umweltanstalt (NUA) <sup>3</sup>**

Prüfergebnisse:

Sauerstoff + Stickstoff	O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub>	0,34	Vol-%	Brennwert Hs [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	10.6780
				[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	38.4792
Methan	CH <sub>4</sub>	96,64	Vol-%	Heizwert Hi [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	9.6230
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	2,91	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	34.6776
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<0,001	Vol-%	Wobbeindex [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	13.9580
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<0,001	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	50.2989
i-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Absolute Dichte [kg/Nm <sup>3</sup> ]	0.7568
n-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Relative Dichte	0.585
i-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Spez. Gaskonstante Ri [J/kg K]	507.7
n-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Dynamische Viskosität (0 °C) [kg/ms]	0,11*10 <sup>-6</sup>
n-Hexan + n-Heptan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	<0,001	Vol-%		

Die Gasuntersuchung der NUA bestätigte sowohl die Einhaltung der internen QS-Vorgaben, als auch die Einhaltung der Anforderungen der Österreichischen Kraftstoffverordnung. Durch die Erfüllung der Kraftstoffverordnung ist die Nutzung von Biogas als Kraftstoff in purer Form oder in Mischung mit Erdgas ohne jede Einschränkung zugelassen. Es sind daher keine spezifischen Freigaben der Autohersteller für Biogas als Kraftstoff nötig. Dennoch wurde das Untersuchungsergebnis zur Kenntnisnahme an die führenden Erdgasautohersteller übermittelt.

Im Flottenbetrieb gab es bei den verwendeten Erdgas-KFZ keine wie immer gearteten Probleme. Nachdem ein Großteil der Autos fast ausschließlich mit methaPUR betankt wurden, ist dies ein weiteres Zeichen der absoluten Motorverträglichkeit dieses Kraftstoffes. Zu Abschluss des Projektes im September 2008 hatte die Tankstelle ca. 20 Kunden, was eine Auslastung von <10% bedeutet. Es ist somit eine Hauptaufgabe die Tankstelle im weiteren Betrieb binnen 2 Jahren soweit auszulasten, dass sie 150.000 kg methaPUR pro Jahr vermarkten kann. Dazu werden bis zu 200 Erdgas-PKW benötigt, wobei durch die Betankung von Bussen oder LKW's die benötigte Autoanzahl stark vermindert werden könnte, da Busse und LKW einen deutlich höheren Kraftstoffverbrauch bzw. eine höhere Kilometerleistung aufweisen.

Durch den erfolgreichen Demonstrationsbetrieb in Margarethen ermutigt, ist nun geplant, in Österreich bis 2010 bis zu 25 Biogastankstellen dieser Art zu errichten.

<sup>3</sup> Niederösterreichische Umweltschutzanstalt, Prüfbericht 1819/2008, Maria Enzersdorf, 2008

## Kurzfassung II

In addition to the use of biogas via heat and power generation (ca. 300 plants in Austria), biogas is recently also used for grid injection into the natural gas grid throughout Europe. Therefore it has to be cleaned in order to achieve natural gas standards by sequestering carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and other harmful gas components from the methane. The advantage of the grid injection is the aspect, that there is no need for an energy conversion at the place of the biogas production, because the gas can be transported to any gas grid customer, where there is a higher demand for heat and power (or fuel).

It's a fact, that most biogas plants are run in rural areas where there is no natural gas grid in an affordable distance. In order to give those biogas plants a new perspective, a distinctive way of gas cleaning und gas distribution had to be developed. This alternative was realized in this project, where we erected a membrane gas separation unit in connection with a stand alone biogas fuel station instead of a gas grid injection. It was our goal to prove, that it is technically and economically possible to clean biogas in small scale, to use it as fuel and to distribute it in a stand alone solution.

The state of the art biogas cleaning systems where not suitable for the needed stand alone production, so we decided to use the membrane cleaning technology, that represents a newly developed gas cleaning system for biogas. This technics enabled us to build a very small and compact cleaning system, which can be used to deliver gas to a stand alone fuel station run on biogas.

The existing 500 kW biogas plant in Margarethen am Moos was therefore equipped with a biogas cleaning system with a production of 25 kg (app. 34 Nm<sup>3</sup>) biomethane. It delivers its biomethane to a newly installed biogas fuel station, which sells it under the name methaPUR as a natural gas fuel substitute. The annually produced fuel can supply app. 200 automobiles with an annual road performance of 15.000 km with 100% biomethane.

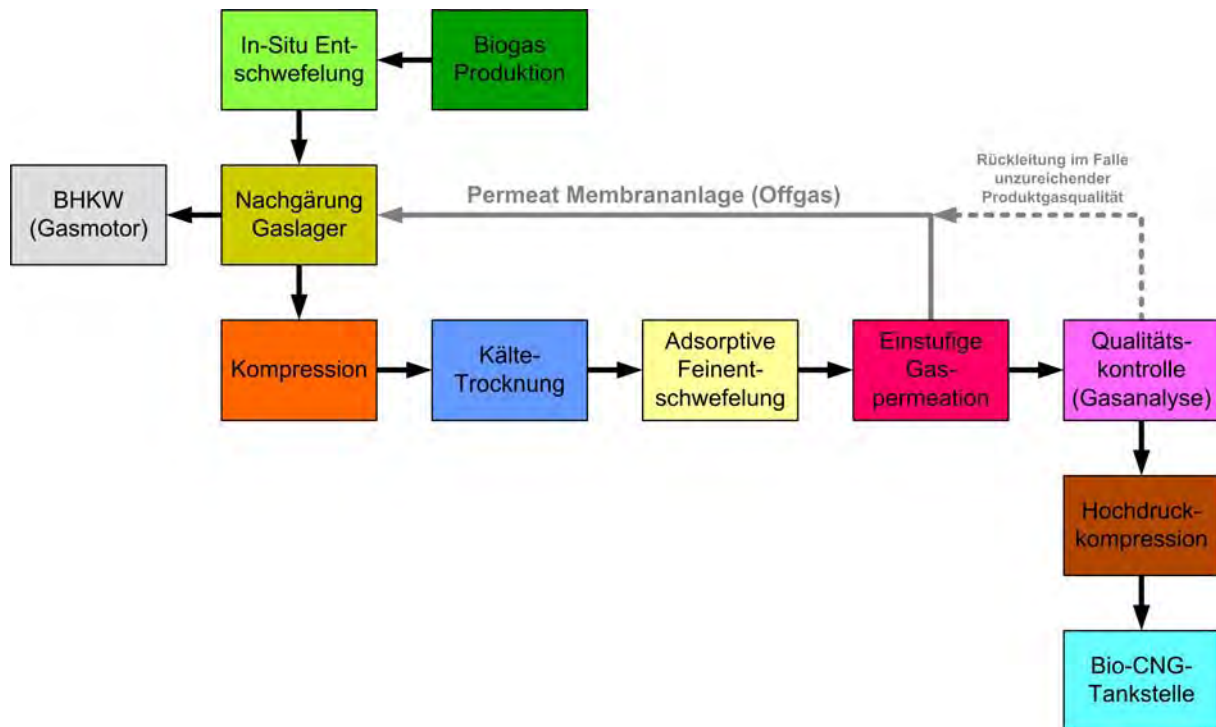
In order to the fact, that the automotive usage of natural gas (CNG) is only weakly developed in Austria (<1 %), it was essential to start a biomethane network between the automobile industry, the car dealers and the potential private and professional users. This networking has to be intensified in the future, because the general knowledge about natural gas and biomethane as fuel is very low and represents one of the main marked obstacles.



The license for the gas cleaning system and the fuel station was granted according to the “NÖ-Gassicherheitsverordnung” within a short time range and without any problems, because the plant is run emission free. In image 5 the close connection of the biogas and the biomethane system is shown. The main aspect is that only a smaller part of the biogas is used for the upgrading to fuel quality and the main production of biogas is directly used to produce heat and power.

The Offgas from the gas cleaning system can therefore be reinserted into the biogas plant prior to the gas engine. This leads to a decline of the methane content in the biogas of max. 8 % (app. 50 % to 42 %), that still can be handled by the gas engine without technical problems. During the project, the biogas plant was able to deliver full power with its gas engine, although the offgas lowered the methane content of the biogas.

**Abbildung 5: Concept of the gas cleaning system and the fuel station<sup>4</sup>**

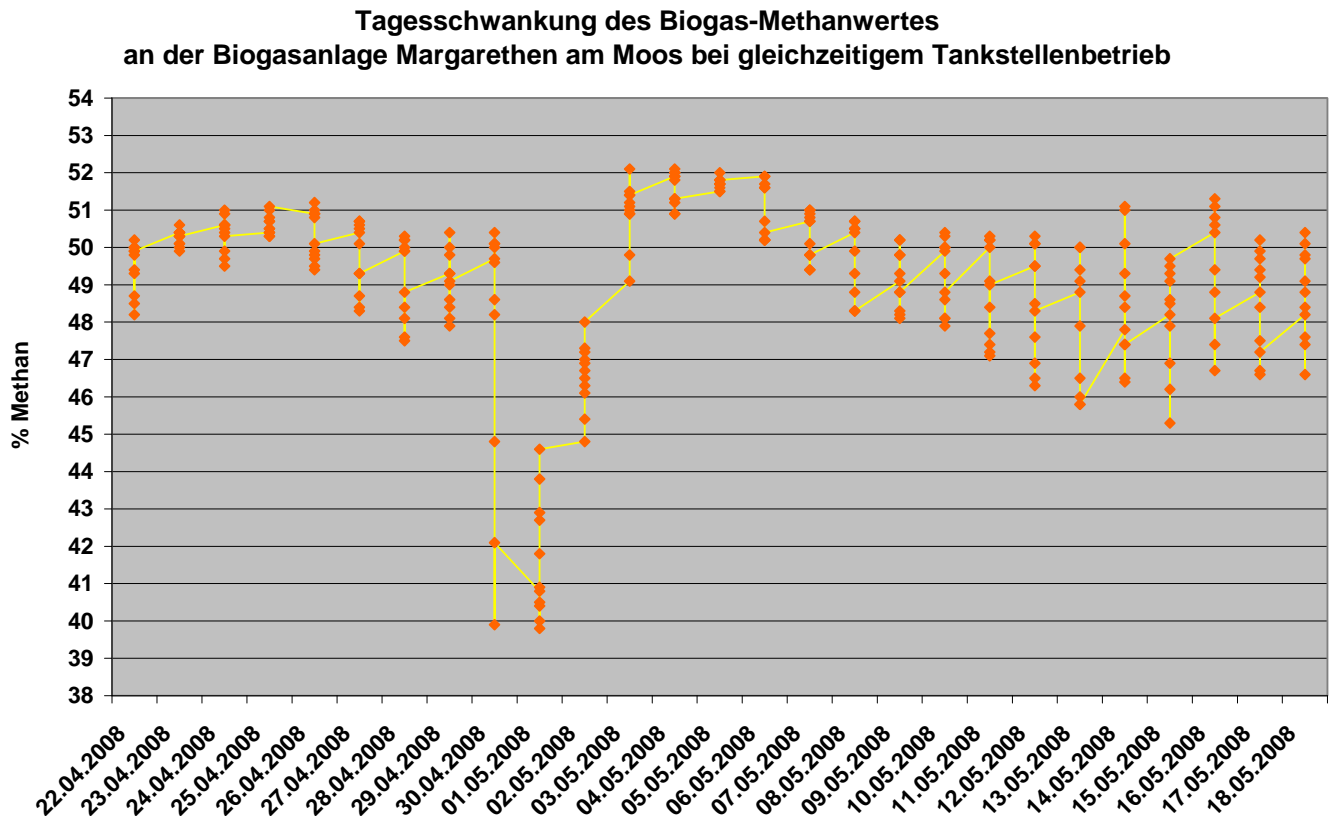


According to this offgas use, a rising fuel production can lead to a considerable decline of the biogas methane content if the heat and power unit is not upscaled. This effect draws a limit for the use of offgas in a gas engine. The methane content of the biogas that is used to produce heat and power has to be at least >40% to be securely converted in gas engines. This leads to a production rate of 5 parts biogas for the gas engine und 1 part biogas used as fuel assuming mean methane content in the raw biogas of 50%.

<sup>4</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

The project data proved that the methane content of the used biogas had significant changes within 24 hours. The gas cleaning system had to constantly adjust its technical parameters to produce a steady gas quality of >95 % methane (methaPUR quality requirement) and in a quantity of >33 Nm<sup>3</sup>.

Abbildung 6: Springtime methane rate of the biogas in Margarethen am Moos (own image)



In this image the methane drop from 50 % to 40 % at the 30.04.2008 is easy to detect. It was caused by a microbiological adaption due to a change of input substrate. Nevertheless, the gas cleaning system could always manage to stay inside the defined quality parameters (Abbildung 7).

Abbildung 7: Biomethane quality und quantity of the membrane gas cleaning system (own image)

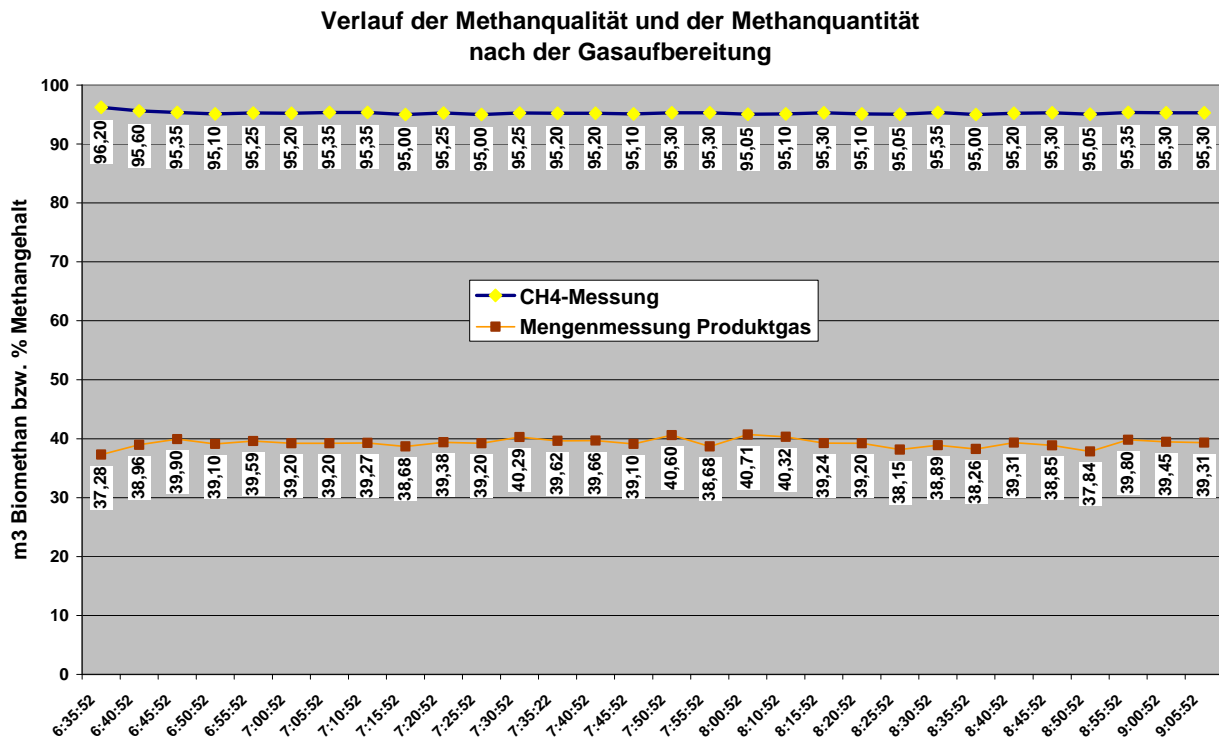


Abbildung 7 shows the filling of the high pressure tank of the fuel station. The preset methane quality of 95 % has been constantly achieved or surpassed with 95 - 96 %. Throughout the filling process, the needed gas flow of >33 Nm<sup>3</sup> was also surpassed by 20 % with 38 - 40 Nm<sup>3</sup>. The quality (methane content) and the quantity of the produced biomethane stream are two opposing control variables that have to be controlled together in a joint manner. If the biomethane flow is raised and the membrane area stays constant, the methane content of the produced gas lowers, if the flow is lowered, the methane content rises.

A key parameter to achieve a good biogas quality is the desulfurization. If air is used significant amounts of nitrogen and oxygen are inserted into the biogas. With the use of "Deuto-Clear Sulfo" in the biogas fermenters there was no input of air needed and the contents of oxygen and nitrogen could be minimized. This is important, because both elements (nitrogen and oxygen) show similar behaviour to methane concerning the membrane diffusivity, so they can not be removed qualitatively from the biomethane stream. The content of hydrogensulphide was always lower than 20 ppm in the biogas, which resulted in a biomethane product gas stream, that was not corrosive, but still containing enough hydrogensulphide, that it had a strong odour, because the odour of hydrogensulphide is noticeable > 0,15 ppm.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> <http://www.schwefelwasserstoff.com/index.php?id=geruchsproblematik>, abgerufen am 3.12.2008

The internal quality system was confirmed by an external gas analysis carried out in June 2008.

**Abbildung 8: methaPUR gas analysis<sup>6</sup>**

Prüfergebnisse:

Sauerstoff + Stickstoff	O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub>	0,34	Vol-%	Brennwert Hs [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	10.6780
				[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	38.4792
Methan	CH <sub>4</sub>	96,64	Vol-%	Heizwert Hi [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	9.6230
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	2,91	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	34.6776
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<0,001	Vol-%	Wobbeindex [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	13.9580
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<0,001	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	50.2989
i-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Absolute Dichte [kg/Nm <sup>3</sup> ]	0.7568
n-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Relative Dichte	0.585
i-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Spez. Gaskonstante Ri [J/kg K]	507.7
n-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Dynamische Viskosität (0 °C) [kg/ms]	0,11*10 <sup>-6</sup>
n-Hexan + n-Heptan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	<0,001	Vol-%		

The gas analysis of the NUA confirmed the compliance to the methaPUR quality, and also the compliance of the Austrian "Kraftstoffverordnung". The conformity of the fuel methaPUR to the specific demands of the "Kraftstoffverordnung" means, that it can be used pure or in any mixture with natural gas without any restriction. Therefore there is no legal need for special notification of methaPUR through the automobile producers, but within the project the methaPUR analysis was sent to them.

The natural gas vehicle flotilla in Margarethen had no single problem with the fuel or the engine. There is no measurable difference between methaPUR and natural gas in car power, range, or speed. This is a secure sign of the total engine compatibility of methaPUR. At the end of the project in September 2008 the fuel station had about 20 customers, which means that the gas separation runs on a capacity of < 10%. So it's our main interest to attract enough customers to sell 150.000 kg/a of methaPUR within 2 more years. There are 200 cars needed to sell 150.000 kg of fuel, but this number can be considerable smaller when busses or trucks run on bio-CNG, because they have a higher fuel consumption and a higher road performance.

The positive test run of the membrane separation system in connection with a stand alone fuel station in Margarethen led to the plan, to install app. 25 biogas fuel stations in Austria over the next few years.

<sup>6</sup> Niederösterreichische Umweltschutzanstalt, Prüfbericht 1819/2008, Maria Enzersdorf, 2008

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation

Mit 2008 sind in Österreich ca. 300 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von ca. 80 Megawatt (MW) in Betrieb. Der Stand der Technik der Energieverwertung stellt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dar, bei der je ca. 40 % der Rohenergie in Strom bzw. in Wärme umgewandelt werden und 20 % der Rohenergie als Verlust (Abstrahlungsverlust, Abgaswärmerlust) anfallen. Ohne eine Nutzung der Überschusswärme erreicht eine Biogasanlage nur einen Brennstoffnutzungsgrad von <50 %. Dies bedeutet, dass mehr als die Hälfte der erzeugten Rohenergie ungenutzt verloren geht. Die Wärmeverwertung stellt deshalb sowohl in ökologischer wie ökonomischer Hinsicht eine zentrale Anforderung an die Biogasanlage dar.

Anstatt einer Verstromung vor Ort hat sich in den letzten Jahren die Biogasaufbereitung mit anschließender Gasnetzeinspeisung als eigenständige Möglichkeit der Biogasnutzung etabliert. Bei dieser Nutzungsvariante fallen vor Ort keine zu nutzenden Energiemengen in Form von Strom und Wärme an, sondern die chemisch gebundene Energie kann durch die Einspeisung in das höherrangige Gasnetz zu jedem beliebigen Netzabnehmer transportiert werden. Dies entbindet die Biogasanlage von der Verpflichtung die Wärme zu nutzen, es bedarf aber immer eines verfügbaren Gasnetzes in der näheren Umgebung.

Im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ sind hierzu unter anderem folgende Projekte durchgeführt worden:

- Biogas Netzeinspeisung: rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich<sup>7</sup>
- Biomethan: Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Gasnetz<sup>8</sup>
- Biogas: Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze<sup>9</sup>

Diese Projekte beschäftigten sich intensiv mit den Aspekten der Biogas-Netzeinspeisung, behandelten aber die Thematik der lokalen direkten Verwertung von Biogas nur am Rande.

---

<sup>7</sup> D. Hornbacher, G. Hutter, D. Moor, Thießing, M.: Berichte aus der Energie und Umweltforschung 19/2005, „Biogas Netzeinspeisung rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich“, BMVIT Wien 2005

<sup>8</sup> Bergmair, J.: Berichte aus der Energie und Umweltforschung 8/2006, „Biomethan: Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Gasnetz“, BMVIT Wien, 2006

<sup>9</sup> Thießing, M.: Berichte aus der Energie und Umweltforschung 8/2006, „Biogas: Einspeisung in bestehende Gasnetze“, BMVIT Wien, 2006

Nachdem bei einer Vielzahl von Biogasanlagen in Österreich kein Gasnetz in ihrer Nähe verläuft, stellte sich in der Praxis immer öfter die Frage, wie diese Anlagen eine höherwertige Gasverwertung neben der üblichen Kraft-Wärme-Kopplung erreichen könnten, ohne in ein Erdgasnetz einzuspeisen.

Eine mögliche Antwort auf diese Frage geben die aktuellen Bemühungen der Europäischen Union, eine höhere Unabhängigkeit von fossilen Kraftstoffimporten aus Gebieten außerhalb der EU zu erreichen. Daraus ergibt sich in Europa die Notwendigkeit, einen zunehmenden Teil der Fahrzeuge auf alternative Antriebe bzw. Kraftstoffe umzustellen. Die gültigen EU-Ziele in diesem Bereich sind in der EU-„Alternative Kraftstoffrichtlinie“ enthalten.

**Abbildung 9: EU-Ziele der „Alternative Kraftstoff Richtlinie“ (2003/30/EC)**

Jahr	Biokraftstoffe	Erdgas	Wasserstoff	Gesamt
2010	5,75%	2%	0%	7,75%
2015	7%	5%	2%	14%
2020	8%	10%	5%	23%

Während flüssige Biokraftstoffe über verpflichtende Beimischungen zu Benzin (Ethanol) und Diesel (Biodiesel) einen fixen Marktanteil haben, muss sich Erdgas als gasförmiger Kraftstoff diesen Markt erst aufbauen. So verpflichtete sich Österreichs Kraftstoffindustrie zu einer flächendeckenden Versorgung Österreichs mit Erdgas als Kraftstoff. Mit Mitte 2008 sind ca. 120 Erdgastankstellen in Betrieb, es gibt jedoch noch immer gebietsweise größere Lücken, die auch dadurch entstehen, dass es keine flächendeckende Gasversorgung in Österreich gibt.

Es ist somit naheliegend eine Lösung anzustreben, in den gasnetzfernen Gebieten eine gasförmige Kraftstoffversorgung durch gereinigtes Biogas sicherzustellen. Das vorliegende Projekt 813165 „(BIO)-Gas Inseltankstelle“ zeigt deshalb die Möglichkeiten des Einsatzes einer netzautarken Biogasaufbereitung samt anschließender Vermarktung mittels einer eigenen Tankstelle auf.

## 2 Projektziele und Fragestellungen

Nachdem die netzautarke Kraftstofferzeugung nach gänzlich anderen Kriterien als die Gasnetzeinseisung erfolgt, war es ein erklärtes Ziel, die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Grundlagen der Kraftstofferzeugung aus Biogas aufzubereiten, und die Unterschiede zur Netzeinspeisung herauszuarbeiten.

Durch die Umsetzung einer realen Biogas-Aufbereitung in Verbund mit einer eigens errichteten Tankstelle sollte weiters überprüft werden, ob eine lokale Gasaufbereitung technisch einwandfrei funktioniert und welche wirtschaftlichen Parameter für einen erfolgreichen Betrieb nötig sind.

## 2.1 Projektziele

- Aufzeigen der strategischen und wirtschaftlichen Vorteile bzw. Nachteile eines Inselbetriebs gegenüber einer Netzeinspeisung von aufbereitetem Biogas.  
**Fragestellung:** In welchen technischen und wirtschaftlichen Parametern unterscheiden sich die Errichtung und der Betrieb von Inseltankstellen im Vergleich zu ans Erdgasnetz angeschlossenen Tankstellen?
- Eignen sich bestehende Biogasanlagen ohne Zugang zu einem Erdgasnetz zur Nachrüstung mit einer Biogasaufbereitung zur Kraftstoffherstellung im Inselbetrieb?  
**Fragestellung:** Welche Kennwerte sind entscheidend, um bestehende Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Eignung zu bewerten?
- Identifikation von nötigen Maßnahmen, um eine „lokale Insel“ mit genügend Nachfrage zu schaffen.  
**Fragestellung:** Welche Akteure und welche Maßnahmen sind vor Ort nötig, um genügend Interesse für den Ankauf von Erdgasautos zu wecken?
- Schaffung einer fixen Vernetzung der einzelnen Akteure hinsichtlich der Umsetzung weiterer Insel-(Bio)-Gas Projekte.  
**Fragestellung:** Kann man eine erfolgreiche Vorort-Lösung in Margarethen durch bundesweite Vernetzung der beteiligten Akteure inkl. Hinzufügung allfälliger weiterer Interessenten unterstützen?
- Schaffung von lokalen Erdgasautobetreibergruppen die Interesse an einer lokalen (Bio)-Gas Versorgung haben, mit dem Ziel, möglichst viele lokale Netze zu schaffen, die sich in Summe zu einem flächendeckenden (Bio)-Gas Tankstellennetz und einer guten Erdgasautoinfrastruktur ergänzen.
- Abbau von Hindernissen, die bei der Implementierung von Insellösungen auftreten.  
**Fragestellung:** Was sind die hauptsächlichsten Hemmnisse für eine Umsetzung von (Bio)-Gas Projekten und wie können diese abgebaut werden?
- Erstellung eines Masterplans zur weiteren Anwendung dieser Technologie unter Zugrundelegung der Projekterfahrungen.  
**Fragestellung:** Wie viele bestehende Anlagen in Österreich eignen sich für die Produktion von (Bio)-Gas als Kraftstoff und in welcher Zeit könnte eine Umrüstung erfolgen?

## 2.2 Fragenstellungen

Im vorliegenden Projekt wurde versucht, folgende Fragestellungen abzuklären:

- Welche technische Verfügbarkeit ist bei der im Projekt angewandten Technik zu erwarten und reicht diese zum wirtschaftlichen Betrieb?
- Kann die Aufbereitung durchgehend die Qualitätsanforderungen von Biogas als Kraftstoff erfüllen?
- Was sind die bestimmenden Parameter für die Festlegung der Gasaufbereitungsleistung und der Speichergröße im Inselbetrieb?
- Welche Möglichkeiten existieren zur Rückführung des Restgases aus der Aufbereitung zur Mitverstromung in das bestehende Blockheizkraftwerk?
- Welche Kosten fallen durch die Anlagenumrüstung bzw. die Erweiterung um die Gasaufbereitung und der Tankstelle an?
- Kostenvergleich zwischen Druckwechseladsorption und Membrantrennverfahren
- Kostenvergleich zwischen Inselbetrieb und Erdgaseinspeisung ins Netz am Beispiel Margarethen
- Kostenvergleich Biogas als Kraftstoff bzw. Biogas ins Erdgasnetz
- Ab welcher Auslastung kann man eine 50 Nm<sup>3</sup> Rohgasaufbereitung unter obigen Annahmen wirtschaftlich betreiben, bzw. welche Kosten verursachen größere Anlagen (100 Nm<sup>3</sup>)?
- Welche Betriebs-, Wartungs-, und Instandhaltungskosten verursachen die Gasaufbereitung und die Tankstelle?
- Welche Einsparungseffekte sind durch Systemverbesserungen bzw. durch eine gleichzeitige Errichtung mehrerer Anlagen möglich?
- Wie viel Investitionsförderung würde abhängig von der Tankstellenauslastung nötig sein, um die Inselsysteme wirtschaftlich betreiben zu können?



## **3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts**

Das Projekt war in sieben Arbeitspakete untergliedert. Nachfolgend folgt eine Beschreibung der einzelnen Arbeitspakete.

### **3.1 Arbeitspaket 1 Genehmigungsplanung**

Da in Österreich bis zu diesem Projekt keine Biogastankstelle genehmigt wurde, galt es im ersten Schritt abzuklären, welche Zuständigkeiten und Anforderungen seitens der zu genehmigenden Behörde gelten.

Der Projektansatz war, dass die bestehende Biogasanlage ohne jeden Umbau zur zusätzlichen Gasproduktion geeignet ist. Um ca. 33 Nm<sup>3</sup> Biomethan zu erzeugen sind ca. 70 Nm<sup>3</sup> Biogas mit 50 % Methan nötig. Bei einer 500 kW Anlage, die zur Verstromung ca. 250 Nm<sup>3</sup> Biogas benötigt, bedeutet dies eine maximale Mehrproduktion von 28 %.

#### **3.1.1 Die Biogasanlage Margarethen am Moos**

Um diese Mehrproduktion von Biogas realisieren zu können, muss der Mengendurchsatz der Biogasanlage aliquot gesteigert werden. Abhängig von der Planung und dem Betrieb einer 500 kW Biogasanlage kann dies ohne jeden Umbau erfolgen, oder auch bauliche Änderungen verlangen.

- Um mehr Material zu vergären muss der Silo in der Lage sein, diese erhöhten Mengen über den Winter zu speichern
- Wenn mehr Material vergoren wird, steigt die Menge an zu lagernder Biogasgülle, somit muss das Endlager für diese Mengensteigerung ausreichend dimensioniert sein.
- Die Faulraumbelastung der Fermenter wird erhöht bzw. deren Aufenthaltszeit vermindert. Auch hier ist auf eine ausreichende Betriebssicherheit zu achten
- Die Substrateintragung und die Rührwerke müssen mit der Mengenerhöhung zurecht kommen

Es gibt in Österreich genügend Biogasanlagen, die über diese Sicherheitsreserven verfügen. Eine dieser Anlagen befindet sich in Margarethen am Moos in Niederösterreich.

Die Biogasanlage Margarethen am Moos wird von der „Energieversorgung Margarethen am Moos (EVM)“ Genossenschaft mit beschränkter Haftung betrieben. Die Anlage ist seit 2006 in Betrieb und wird mit Schweinegülle und Energiepflanzen von den Flächen der 15 Genossenschafter betrieben.

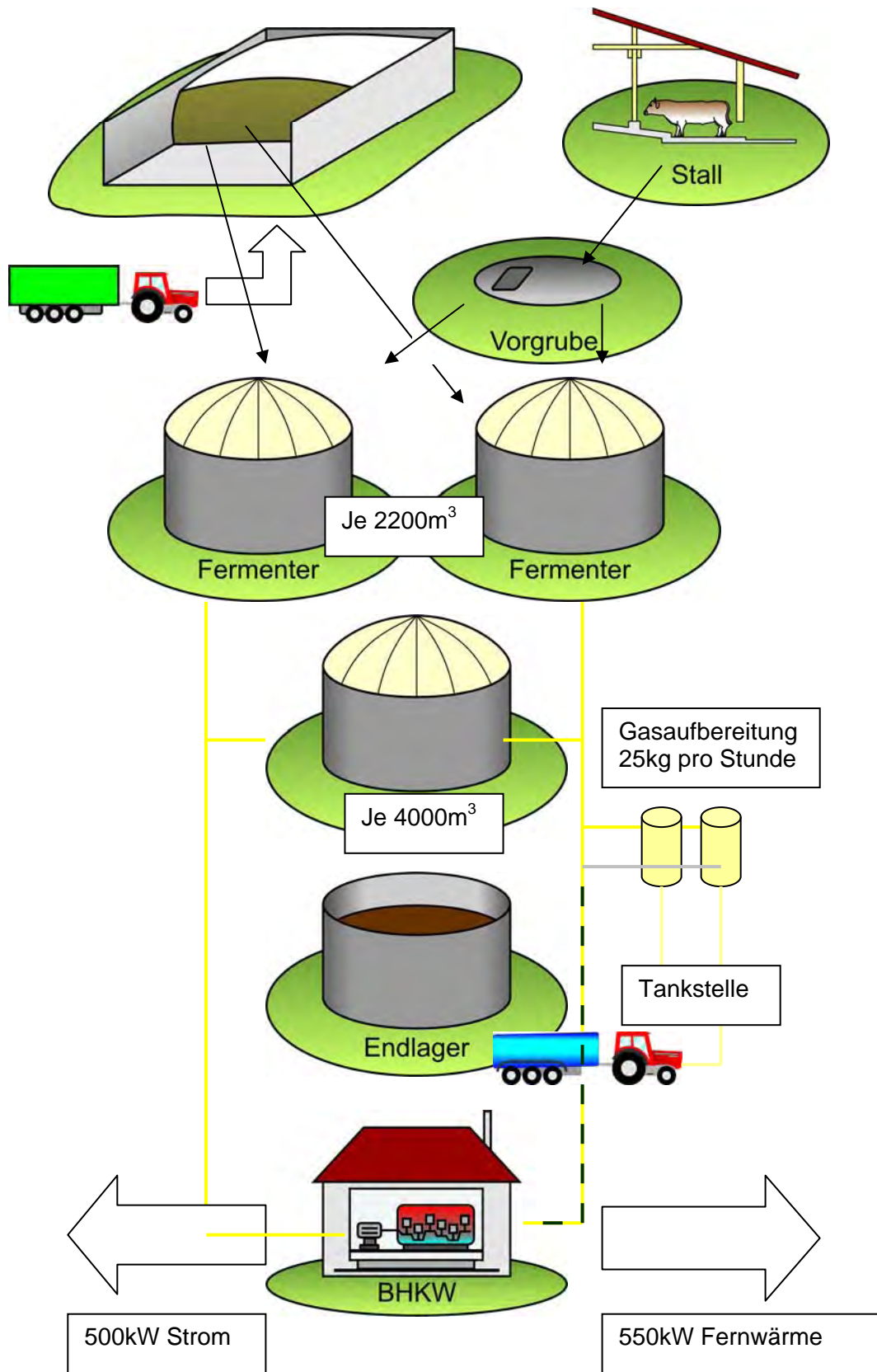
**Foto 1: Biogasanlage Margarethen am Moos (Quelle: AGRAR PLUS)**



Die Anlage hat eine elektrische Leistung von 500 kW und benötigt zum Betrieb jährlich ca. 10.000 Tonnen pflanzliche Biomasse, die auf ca. 250 ha Ackerfläche (250 ha entsprechen ca. 20 % der gesamten Ackerfläche in Margarethen) produziert wird. Zusätzlich werden ca. 3.000 m<sup>3</sup> Schweinegülle und geringe Mengen an Pferdemist übernommen.

Die Biogasanlage produziert jährlich ca. 4 Mio. kWh Ökostrom und ca. 3 Mio. kWh Überschusswärme. Der Strom wird in das Netz des Netzbetreibers (der EVN) eingespeist, die Wärme wird über ein von der EVM eigens errichtetes Fernwärmenetz in der Ortschaft vermarktet. 2008 sind ca. 50 Objekte mit einem thermischen Anschlusswert von 1.200 kW an das Fernwärmenetz angeschlossen. Mit Ausnahme der Sommermonate wird die gesamte anfallende Überschusswärme am Standort genutzt, im Winter wird die an kalten Tagen (<-5 °C) fehlende Wärme durch einen 900 kW Biogaskessel geliefert, der alternativ auch mit Biodiesel zu betreiben ist.

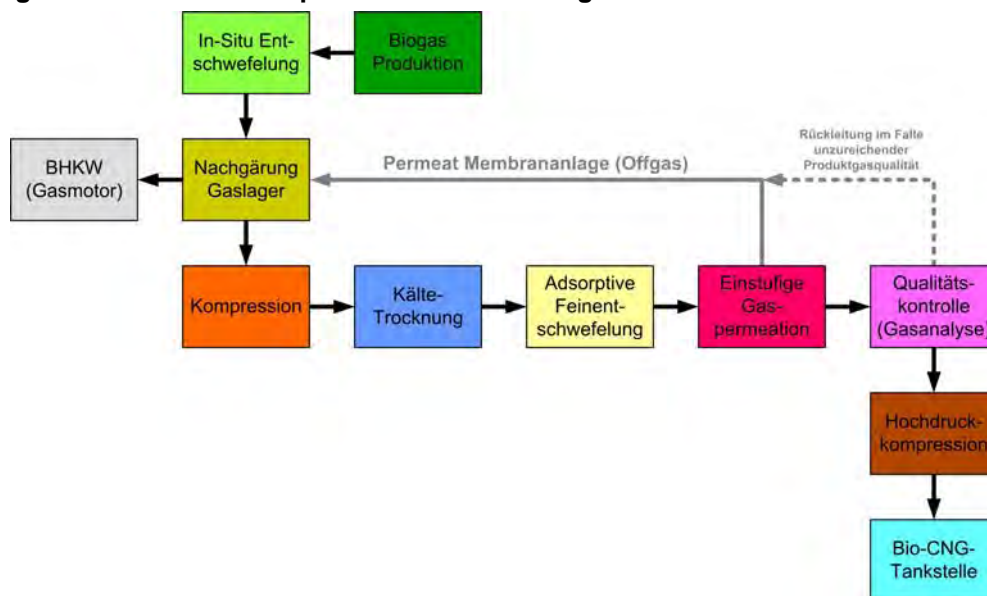
Abbildung 10: schematische Darstellung der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)



### 3.1.2 Die Gasaufbereitung

Als erster Schritt mussten Anbieter gefunden werden, die in der Lage waren dieses Biogas-Inseltankstellenprojekt technisch umzusetzen. Die Wahl fiel auf die Firma AXIOM und der von ihr entwickelten Membrantechnologie, die im Rahmen eines Projektes der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ einen ersten Probelauf im Kleinmaßstab (1m<sup>3</sup> Aufbereitungsleistung) absolviert hatte<sup>10</sup>. Als wissenschaftlicher Betreuer wurde Dr. Michael Harasek von der TU-Wien beauftragt, der die Membrantechnologie seit ihren Anfängen in Österreich wissenschaftlich begleitete.

Abbildung 11: Verfahrenskonzept der Gasaufbereitung<sup>11</sup>



Die Anforderungen an die Aufbereitung waren:

- klein und kompakt (containertauglich)
- bei bestehenden Biogasanlagen leicht nachrüstbar
- einfach in der Bedienung
- günstige Betriebskosten, daher kein Chemikalieneinsatz mit Ausnahme der Entschwefelung
- kein externer Wärmebedarf, da keine Überschusswärme vorhanden
- „Zero Emission Technologie“, keine Emissionen bei der Gastrennung (mit Ausnahme von Schall) durch Rückführung des Restgases in die Biogasanlage
- Start-Stop tauglich und automatisierbar, um den Tankstellenbetrieb vollautomatisch zu ermöglichen
- Als Mindestgasqualität waren 95 % Methan gefordert, als Mindestquantität 33 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan

<sup>10</sup> Harasek, Michael: Entwicklung einer Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation mit integrierter Produktgasqualitätskontrolle und Optimierung des Betriebs für Biogas aus einer Energiepflanzenvergärung, TU-Wien, 2005

<sup>11</sup> Harasek, Michael und Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

Durch die Rückführung des bei der Gastrennung anfallenden Restgases in die Biogasanlage fällt bei der Gasaufbereitung keine gasförmige Emission und somit auch kein Wirkungsgradverlust an. Die Rückführung des Restgases führt aber zu einer Absenkung des Methangehaltes im zur Verstromung bestimmten Biogas. Um keine technischen Probleme in der Verstromung wegen eines zu geringen Brennwertes zu bekommen, wurde das System auf eine maximale Methanwertabsenkung von 8 % (von 50 % auf 42 %) ausgelegt.

**Abbildung 12: Auswirkung der Restgasrückführung von 30 Nm<sup>3</sup> auf die Verstromung abhängig von der elektrischen Anlagenleistung (eigene Berechnung)**

kW <sub>el</sub>	el. Wirkungs- grad	Nm <sup>3</sup> Biogas	kWh/m <sup>3</sup>	kWh Brutto	Nm <sup>3</sup> Restgas*	kWh/ Nm <sup>3</sup> *	Nm <sup>3</sup> Biogas	kWh Brutto	kWh/m <sup>3</sup>
99	33%	60	5	300	30	0	90	300	3,33
252	36%	140	5	700	30	0	170	700	4,12
333	37%	180	5	900	30	0	210	900	4,29
500	40%	250	5	1250	30	0	280	1250	4,46

\*es werden bei der eingesetzten Membran-Gasaufbereitung rechnerisch 63m<sup>3</sup> Rohbiogas a 5 kWh zu 33m<sup>3</sup> Biomethan mit 9,5kWh und 30m<sup>3</sup> Restgas mit 0 kWh (da reines CO<sub>2</sub>) aufgetrennt

Ab einer elektrischen Leistung von 330 kW können 30 Nm<sup>3</sup> Restgas rückgeführt werden, ohne den Heizwert des zu verstromenden Biogas auf unter 42 % Methan zu drücken. 330 kW stellt somit die Mindestgröße einer Biogasanlage dar, um die Verstromung mit einer Kraftstofflinie zu erweitern und das Restgas energetisch über den Gasmotor zu verwerten.

### 3.1.3 Die Biogas-Tankstelle

Die Biogas-Tankstelle muss in allen Teilen und Funktionen einer öffentlichen Erdgastankstelle entsprechen. Als Lieferant für die Tankstelle wurde BAUER-POSEIDON Kompressoren GmbH gewählt, die weltweit zu den führenden Erdgastankstellen-Anbietern gehört.

Die Anforderungen an das System waren wie folgt:

- Tankstellentechnik auf höchstem Niveau, aber so einfach wie möglich
- optimales Zusammenspiel zwischen dem Hochdruckkompressor auf der Tankstellenseite und dem Kompressor auf der Aufbereitungsseite
- Höchste Betriebssicherheit

Im Rahmen der Anbieter- und Behördengespräche zeigte sich, dass das Konzept einer nicht öffentlichen Tankstelle optimal zu diesem Projekt passte, da dadurch die Kosten in der Anschaffung sowie in der Betreuung der Tankstelle minimiert werden konnten.

Als Beurteilungsgrundlage dafür wird behördenseitig die ÖVGW-Richtlinie G97<sup>12</sup> herangezogen. Darin hat eine nicht öffentliche Tankstelle folgende abweichende Eigenschaften zu einer öffentlichen Tankstelle:

- Registrierung und Schulung aller Kunden
- Schaffung einer Zugangsbeschränkung, um öffentliches (=allgemein zugängliches) tanken zu verhindern
- Möglichkeit zur 24 h Betankung durch den Kunden ohne anwesende Tankstellenaufsicht
- Wegfall der Flüssiggaserkennung, da durch die Registrierung der Kunden und deren Autos das Flüssiggasrisiko ausgeschaltet wurde

### **3.1.4 Der Selbstbedienungsautomat**

Um eine Tankstelle ohne Bedienung betreiben zu können, benötigt man eine Tankstellenautomatisierung für die Betankung und die Abrechnung. Hier wurde die Firma FIAL beauftragt, einen Tankbedienungsautomat zu liefern, der folgende Anforderungen erfüllte:

- Automatische Kunden-Zugangserkennung mittels Funksender (Transponder)
- Abrechnung mittels Bankomat- oder Kreditkarte
- Möglichkeit zur Verwendung von Tankkarten
- optionaler Ausdruck eines Rechnungsbeleges
- Vernetzungsmöglichkeit mehrerer Biogas-Tankstellen

### **3.1.5 Der Genehmigungsbescheid**

Die Biogas-Tankstelle kann prinzipiell nach mehreren Rechtsgrundlagen genehmigt werden:

- nach der Gassicherheitsgesetz
- nach dem Abfallrecht
- nach dem Gewerberecht

In Margarethen wurde nach Rücksprache mit der zuständigen Bezirkshauptmannschaft eine Genehmigung nach dem Gassicherheitsgesetz durchgeführt. Nachdem die Biogasanlage baulich nicht geändert wurde, gab es einen eigenen Bescheid für die Gasaufbereitung und die Tankstelle und die damit verbundenen Änderungen. Die nachträgliche Genehmigung der Kraftstofflinie hatte somit keine Auswirkungen auf den bestehenden Bescheid der Biogasanlage. Dies ist speziell deshalb wichtig, um keine Rechtsunsicherheit in Bezug auf die bestehende Verstromung und deren Vergütung aufkommen zu lassen.

---

<sup>12</sup> Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, Richtlinie G97, „Erdgas Betankungsanlagen“, Wien, 2008

## 3.2 Arbeitspaket 2: Kontakte zu Erdgasautoherstellern

### 3.2.1 Anzahl von Erdgasfahrzeugen in Österreich

Die Anzahl der zugelassenen Personenkraftwagen in Österreich liegt bei ca. 500 PKW je 1000 Einwohnern, dies ergibt bei 8 Millionen Einwohnern ca. 4 Mio. PKW. Anhand der Daten der Statistik Austria ergibt sich folgendes Bild.

**Abbildung 13: Kfz-Bestand 2007 nach Fahrzeugarten nach Statistik Austria<sup>13</sup>**

Fahrzeugarten ohne Anhänger	Bestand 2007	Anteil in %	Bestand 2006	Anteil in %	Veränderung in %
Personenkraftwagen Kl. M1	4.245.583	73,2	4.204.969	73,5	1,0
Davon					
Diesel	2.283.302	53,8	2.220.804	52,8	2,8
Benzin	1.960.380	46,2	1.983.337	47,2	-1,2
<b>Sonstiger Antrieb*</b>	<b>1.770</b>	<b>0,0</b>	<b>701</b>	<b>0,0</b>	<b>152,5</b>
Elektro	131	0,0	127	0,0	3,1
Motorräder Kl. L3e	205.457	3,5	198.210	3,5	3,7
Leichtmotorräder Kl. L3e	140.034	2,4	132.597	2,3	5,6
Motorfahrräder Kl. L1e	294.719	5,1	288.962	5,0	2,0
Kleinmotorräder Kl. L3e	1.152	0,0	1.195	0,0	-3,6
Mehrspurige Kraftfahrzeuge Kl. L5e und L7e	9.428	0,2	7.914	0,1	19,1
Mehrspurige Leichtkraftfahrzeuge Kl. L2e und L6e	16.787	0,3	16.435	0,3	2,1
Omnibusse Kl. M2 und M3	9.299	0,2	9.297	0,2	0,0
Lastkraftwagen Kl. N	353.744	6,1	345.480	6,0	2,4
Zugmaschinen	419.650	7,2	416.780	7,3	0,7
Sattelzugfahrzeuge	18.901	0,3	18.843	0,3	0,3
Motorkarren	11.754	0,2	11.746	0,2	0,1
Erntemaschinen	10.946	0,2	11.222	0,2	-2,5
selbstfahrende Arbeitsmaschinen	15.675	0,3	15.497	0,3	1,1
Sonstige Kfz	43.844	0,8	43.477	0,8	0,8
<b>Insgesamt</b>	<b>5.796.973</b>	<b>100,0</b>	<b>5.722.624</b>	<b>100,0</b>	<b>1,3</b>

\*in dieser Sammelrubrik sind auch die Erdgas-PKW enthalten

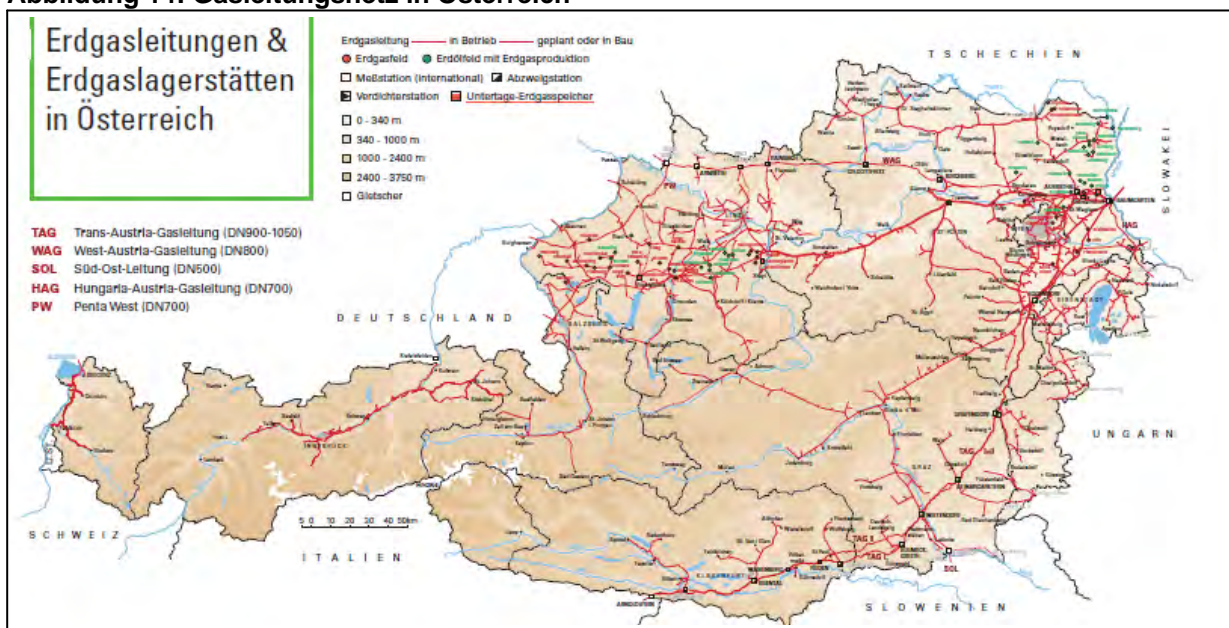
<sup>13</sup> Statistik Austria, [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge\\_-\\_bestand/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html) (abgerufen am 10. November 2008 um 9:45)

In dieser Statistik ist der Anteil von sonstigen Antrieben (inkl. Erdgas) und elektrischen Antrieben <1 Promille. Dies bestätigt, dass der Erdgasantrieb in Österreich noch größtenteils unbekannt und ungenutzt ist. Es gibt aber in Hinblick auf die EU-Ziele im Erdgasbereich das Bemühen, mehr Erdgasfahrzeuge zu verkaufen und zeitgleich auch mehr Erdgastankstellen zu errichten, da ohne eine gesicherte Tankstellenversorgung mit Erdgas kaum Erdgasfahrzeuge gekauft werden.

Die Zahl der Erdgastankstellen ist beständig am Steigen, da es in Österreich das Ziel gibt, bis 2012 ca. 200 Erdgastankstellen in Betrieb zu haben. So waren Ende 2006 knapp 30 Tankstellen in Betrieb, Ende 2008 sind es bereits ca. 130 Erdgastankstellen.

Es kommt beim Ausbau erschwerend dazu, dass nur ein Teil Österreichs durch Erdgasleitungen erschlossen ist, was die Errichtung der Erdgastankstellen auf diese Gebiete eingrenzt. Zusätzlich gibt es viele Tankstellen, deren Distanz zur nächsten Erdgasleitung so groß ist, dass die Netzanschlusskosten höher sind, als die eigentlichen Tankstellenkosten.

**Abbildung 14: Gasleitungsnetz in Österreich<sup>14</sup>**



Aus Abbildung 14 ist ersichtlich, dass das Erdgasnetz für eine flächendeckende Erdgasversorgung in vielen Gebieten nicht ausreichend ausgebaut ist. Speziell dort wäre eine lokale Biogasproduktion mit angeschlossener Tankstelle ein entscheidender Beitrag, um abseits der Gasnetze Kraftstoff liefern zu können.

<sup>14</sup>[http://www.omv.at/portal/01/at/cxml/04\\_Sj9SPykssy0xPLMnMz0vM0Y\\_Qj4o3i\\_c1sPRw8ww1CnU0MTLwNvWO N3EK1Q9KSdUvyHZUBACL5AbQIDT3NUbEU2Q3VBZyEvXzdfTTA5SEZJVTJVQTQyMEs1S18xTFFH#\\_7\\_M09 HFIU2UA420K5K\\_1LQG](http://www.omv.at/portal/01/at/cxml/04_Sj9SPykssy0xPLMnMz0vM0Y_Qj4o3i_c1sPRw8ww1CnU0MTLwNvWO N3EK1Q9KSdUvyHZUBACL5AbQIDT3NUbEU2Q3VBZyEvXzdfTTA5SEZJVTJVQTQyMEs1S18xTFFH#_7_M09 HFIU2UA420K5K_1LQG) (abgerufen am 17. November 2008 um 13:30)



### 3.2.2 Das Angebot an Erdgasautos

#### 3.2.2.1 Erdgasautos ab Händler

Trotz der geringen Anzahl an Fahrzeugen in Österreich gibt es ein immer größer werdendes Anbot an Erdgasfahrzeugen. Die nachfolgende Liste soll deshalb einen Überblick über das aktuelle Angebot liefern.

**Abbildung 15: Übersicht über das aktuelle Angebot an Erdgas-PKW's und Erdgas-Lieferwagen (eigene Darstellung)**

PKW und Lieferwagen				
Marke	Typ	Typ	Typ	Typ
Fiat	Panda	Punto	Doblo	Multipla
VW	Caddy	Touran	VW T5*	
Opel	Combo	Zafira		
Ford	Focus	C-Max	Transit*	
Citroen	Berlingo	C3		
Mercedes	B170	E200		
Iveco	New Daily*			
Peugot	Partner			
Renault	Kangoo			

\*Lieferwagen

Zusätzlich gibt es ein wachsendes Angebot an Erdgasbussen und Lastkraftwagen. Im Gegensatz zu den ausnahmslos bivalenten PKW-Antrieben (Erdgas und Benzin) sind die Erdgasantriebe bei den Bussen und LKW ausnahmslos monovalent, also alleinig auf Erdgas ausgelegt und optimiert. Umso wichtiger wird für diese Fahrzeuge eine gesicherte Erdgas-Tankstellen-Infrastruktur, da diese Fahrzeuge nicht mehr notfalls mit Benzin betrieben werden können. In Linz, Sankt Pölten und Salzburg wurde die städtische Busflotte bereits auf Erdgas umgestellt, andere Städte werden diesem Beispiel sicherlich folgen.

Das Busangebot ist zurzeit alleinig auf innerstädtische Niederflurbusse beschränkt. Der nächste technologische Schritt ist die Entwicklung von Überlandbussen. Bei den Lastkraftwagen ist analog zu den Bussen die Motorleistung der limitierende Faktor. Die stärksten Erdgasmotoren leisten nur ca. 270 PS und sind daher nur für leichtere Transportaufgaben einsetzbar. Auch hier werden in absehbarer Zeit stärkere Erdgasmotoren entwickelt, die ein deutlich breiteres Einsatzspektrum von Schwerfahrzeugen zulassen.

### 3.2.2.2 Umbaulösungen

Zusätzlich zu den angebotenen Erdgasautos hat sich parallel dazu ein Markt für nachträglich von Benzin auf Erdgas umgebaute Fahrzeuge entwickelt.

Die Gründe dafür sind wie folgt:

- Es gibt keine Mini-Van (Chrysler Voyager, etc.) in Erdgasausführung
- Es gibt keine Geländewagen/SUV in Erdgasausführung
- Es gibt keine Sportwagen in Erdgasausführung
- Es gibt mit Ausnahme des Mercedes E200 keine Limousinen in Erdgasausführung

Deswegen sind Firmen auf die Umrüstung einer Vielzahl dieser Autos spezialisiert und finden auch genügend Kunden.

Bei Umrüttlösungen sind aber folgende Dinge zu beachten.

- Der Gastank muss im Kofferraum untergebracht werden
- Die Reichweite der Umrüttlösungen ist aus Preis- und Platzgründen meist auf ca. 200-250 km (bei 14 kg Tankvolumen) beschränkt
- Der Eingriff beim Motor kann zum Garantieverlust beim kompletten KFZ führen
- Es kann im Gasbetrieb ein Leistungsverlust von bis zu 20 % eintreten.
- Es muss eine TÜV-Abnahme des Umbaus erfolgen und in den Typenschein eingetragen werden

Der Obmann der Biogasgenossenschaft EVM interessierte sich für den Opel Antara. Da aber bei Opel jede Garantie (für das ganze Auto!) nach einem Umbau geendet hätte, entschied er sich für den baugleichen Chevrolet Captiva. Hauptgrund dafür war, dass Chevrolet im Gegensatz zu Opel keine Einwendungen gegen den Umbau hatte.

So wurde ein 169 kW Chevrolet Captiva 3,2 V6 4WD Automatik auf Erdgas umgerüstet. Dies erfolgte über den Chevrolet-Händler, und so konnte die Normverbrauchsabgabe (NOVA) auf den Erdgasverbrauch (7,7 kg Erdgas statt 11,5 Liter Benzin) berechnet werden, was eine spürbare Verminderung des Kaufpreises mit sich brachte. Diese Vorgangsweise erfolgte nach Rücksprache mit dem Finanzministerium, das uns bestätigte, dass diese Regelung bei der NOVA-Berechnung dazu führen soll, dass die Händler ihre Autos vor dem Verkauf umrüsten. So lassen sich bis zu 50 % der Umbaukosten (3.000 - 6.000 Euro) durch die NOVA-Ersparnis refinanzieren.

Gängige Umbaulösungen werden für folgende PKW angeboten:

**Abbildung 16: Gas-Umbaulösungen für PKW (eigene Darstellung)**

PKW und Lieferwagen			
Marke	Typ	Marke	Typ
Audi	A6	Chevrolet	Captiva
Toyota	RA4	Peugot	107-807
Opel	Meriva	Dacia	Logan
Citroen	C1-C8	Citroen	Picasso
VW	Golf		

Ein speziell in der Landwirtschaft interessanter Bereich ist der Betrieb von landtechnischen Fahrzeugen und Maschinen mit Erdgas. Diese Option würde es Biogasanlagenbetreibern ermöglichen, ihre gesamte Flotte mit ihrem eigenem Gas zu betreiben.

- Traktor
- Häcksler
- Gülletrac
- Beregnungsaggregat
- etc.

Im Rahmen des gegenständlichen Projekts wurden verschiedene Traktorhersteller in Österreich angefragt, ob sie erstmals einen Diesel-Traktor auf Erdgasbetrieb umrüsten wollten. Die Firma CASE/Steyr Traktoren in Steyr hat schließlich zugesagt und sollte bis Jahresende 2008 einen STEYR 6195 CVT 196 PS CNG der Öffentlichkeit vorstellen, und anschließend in Margarethen am Moos einsetzen. Dies wäre ein weiterer entscheidender Schritt um eine optimale Ausnutzung der Biogastankstelle Margarethen zu erreichen.

**Abbildung 17: Technische Daten des umzurüstenden Steyr Traktors 6195 CVT<sup>15</sup>**

	<b>6150 CVT</b>	<b>6160 CVT</b>	<b>6175 CVT</b>	<b>6195 CVT</b>
Rated power ECE R120 3) [kW/PS ]	111 / 150	118 / 160	129 / 175	<b>144 / 196</b>
Motornendrehzahl [U/min]	2100	2100	2100	2100
Max. Motorleistung ECE R120 3)				
Power Plus [kW/PS]	128 / 174	135 / 183	147 / 200	<b>159 / 216</b>
...bei Motordrehzahl [U/min]	1900	1900	1900	<b>1900</b>
Konstantleistungsbereich [U/m in]	1800-2100			
Bohrung / Hub [mm/mm]	108/120			
Anzahl Zylinder / Hubraum [cm <sup>3</sup> ]	6 / 6600 / Turbo, Intercooler			
Max. Drehmoment [Nm]	630	675	745	<b>792</b>
Max. Drehmoment Power Plus [Nm]	705	750	820	<b>847</b>
... bei Motordrehzahl [U/min]	1400	1400	1400	<b>1400</b>
Standard / Power Plus [%]	38 / 55	39 / 55	39 / 55	<b>29 / 40</b>
Anfahrdrehmoment [%]	121	123	123	<b>118</b>
Kraftstofftank [l]	310	310	310	<b>310</b>

<sup>15</sup> <http://www.steyr-traktoren.com/Deutsch/Produkte/cvt/daten.asp> (abgerufen am 17.11. 2008 um 17:00 Uhr)

## 3.3 Arbeitspaket 3: Infoveranstaltungen Flottenbetrieb

### 3.3.1 Infoveranstaltungen

Nachdem die Kontakte mit den lokalen Autohändlern sowie einer Salzburger Umbaufirma (LUPOWER) hergestellt waren, wurde damit begonnen, die lokale Bevölkerung über die geplante Biogastankstelle und die Möglichkeiten, daran teilzunehmen, zu informieren. Hierzu konnten auch MAGNA Steyr sowie Raiffeisen als Referenten gewonnen werden.

Im Juni 2007 fand mit Unterstützung diverser lokaler Autohändler ein Erdgasautotag in Margarethen am Moos statt, an dem sich interessierte Personen über Erdgasautos informieren konnten.

Abbildung 18: Programm Flottenveranstaltung Margarethen am Moos (eigene Darstellung)

**Günstiger  
Autofahren  
mit Biogas**

**Projekt Biogas-Tankstelle  
Margarethen am Moos**

Mittwoch, 27. Juni 2007, 15 Uhr  
Veranstaltungsschloss Margarethen am Moos

15:00  
Präsentation von Biogas-Fahrzeugen

18:00  
Vorstellung Projekte  
Vorträge

**EVM** Energieversorgung Margarethen am Moos  
**T.B.B. Consulting**

**Detailinfos:**

**15:00** Präsentation von Biogas-Fahrzeugen der Marken Fiat, Ford, Opel, Peugeot, Volvo und Volkswagen + umgerüstete Benzinfahrzeuge

**18:00** Begrüßung Bürgermeister Leo Heuber

**Vortrag 1** Friedrich Schwarz, Obmann der EVM: methaPUR – Die nachhaltige Mobilität der Zukunft

**Vortrag 2** DI Markus Rudolf von Magna Steyr: Nachhaltige und umweltverträgliche Mobilität vom 3-Rad-Fahrzeug bis zum Geländewagen mit Biomethan-Antrieb – CNG-Systeme von Magna Steyr.

**Vortrag 3** LuPower: Future Energy Tuning – Die Umrüstung von Benzin- und Dieselfahrzeugen auf CNG

**Vortrag 4** Raiffeisen-Leasing präsentiert Leasingmodelle für CNG-Fahrzeuge

**Für das leibliche Wohl sorgt die örtliche Gastronomie!**

Es folgten 2007 und 2008 noch weitere ähnliche Veranstaltungen, die allesamt das Ziel hatten, das lokale Interesse an Erdgasfahrzeugen und der Biogas-Tankstelle zu wecken.

### 3.3.2 Pressebeiträge

Mit dem Beginn des Probetriebes am 14.12.2007 begann die Berichterstattung verschiedener Printmedien.

Es berichteten bisher unter anderem folgende Zeitungen:

Kurier	Kronen Zeitung	Bauernzeitung
Niederösterreichische Nachrichten	Blick ins Land	Auto Touring
Niederösterreichische Wirtschaftszeitung	Agrar Post	Bayrisches Wochenblatt
Umwelt & Wir		

#### 3.3.2.1 Der Beitrag der Bauernzeitung anlässlich der Eröffnung<sup>16</sup>

##### Erste heimische Biogastankstelle eröffnet

Ein Meilenstein in Richtung nachhaltiger Energieversorgung und regionaler Wertschöpfung ist gesetzt: Ende vergangener Woche nahm die erste Biogastankstelle in Margarethen am Moos ihren Probetrieb auf.



Die Biogasanlage in der Nähe von Wien ist schon vor zwei Jahren in Betrieb genommen worden. 15 landwirtschaftliche Betriebe haben sich damals zur "Energieversorgung Margarethen am Moos" (EVM) zusammengeschlossen. Sie produzierten aber bisher "nur" Strom und Wärme. Nun können an der neuen Biogastankstelle auch Erdgasfahrzeuge gereinigtes Biogas tanken. Dessen Vermarktung erfolgt unter dem Namen "methaPUR".

##### Ökonomisch und ökologisch sinnvoll

Damit wird Biogas hierzulande erstmals in größerem Maße auf Erdgasqualität gereinigt und bei einer Tankstelle in Reinform abgegeben. "Das ist eine zukunftsweisende regionale Produktion und regionale Versorgung mit Biogas, die zum einen kostengünstiger als andere Kraftstoffe und zum anderen umwelt- und klimafreundlich ist", freute sich NÖ Agrarlandesrat Josef Plank anlässlich der Probeinbetriebnahme. Der Preis von methaPUR ist tatsächlich überzeugend: Ein Kilogramm soll an der Tankstelle bei der Biogasanlage rund 90 Cent kosten. Im Vergleich zu Benzin und Diesel könnten so unter Berücksichtigung des verwertbaren Energiegehalts die Kraftstoffkosten bis zu 50 Prozent reduziert werden, betonte EVM-Obmann Friedrich Schwarz.

<sup>16</sup> (<http://www.bauernzeitung.at/?id=2500%2C26615%2C%2C>, (abgerufen am 18.11. 10:30))

### Genügend Flächen für Lebensmittel

Wichtig ist Schwarz auch die regionale Wertschöpfung, welche mit der Biogasproduktion geschaffen wird. Die Rohstoffe für die Biogasanlage würden aus den landwirtschaftlichen Flächen in einem Umkreis von nur zehn Kilometern kommen. Dies allerdings ohne Beeinträchtigung der regionalen Lebensmittelproduktion: Denn von den 1200 Hektar Ackerflächen um Margarethen am Moos würden nur rund 300 Hektar für die Rohstoffproduktion der Biogasanlage gebraucht werden. Damit sei es aber möglich, den 1,3-fachen Strombedarf von Margarethen abzudecken, für 120 Haushalte Wärme zu liefern und 300 Autos mit Kraftstoff zu versorgen.

### Optimale Gärführung

Ermöglicht wird diese hohe Energieausbeute auch durch eine moderne Fermentationstechnologie, eine überlegte Gärsubstratauswahl und durch Zuschlagstoffe. Im Falle von Margarethen wird eine Metallsalzmischung mit Spurenelementen und Mineralstoffen (Deuto-Clear Sulfo) dem Gärsubstrat beigemischt. Sie soll Geruchsemissionen reduzieren, die Vitalität der Bakterien erhöhen und die Mikroorganismen vor toxischen Gasen, wie Schwefelwasserstoff und Ammoniak, schützen. Dadurch sei die Methankonzentration im Biogas der Margarethener Nawaros-Anlage auf bis zu 60 Prozent gesteigert worden, so Adolf Lukeneder von R. Lukeneder Umweltschutz & Spezialpräparate.

### Gasaufbereitung mit neuester Technik



Bevor das Biogas in den Autotank gefüllt werden kann, muss es noch auf Erdgasqualität gebracht werden und der Methangehalt auf mindestens 95 Prozent angehoben werden. Dabei kommt in Margarethen ein innovatives Verfahrenskonzept, welches von der TU Wien entwickelt wurde, zur Anwendung.

Die Anlage hat eine Aufbereitungskapazität von rund 35 Kubikmeter Biomethan pro Stunde, das entspricht einer Tagesleistung von rund 25 vollen Autotank-Füllungen. Die Aufbereitung basiert im Wesentlichen auf Membrantechnologie. "Bei dieser werden sogenannte Polymermembranen, das sind dünne Hohlfasern, mit dem komprimierten Biogas beaufschlagt. So wird CO<sub>2</sub> und Wasserdampf gleichzeitig aus dem Biogas entfernt und das Methan bleibt zurück", erklärte Prof. Michael Harasek von der TU Wien. Das unter Druck bleibende Methan wird dann der Hochdruckkompression bei der Tankstelle zugeführt.

"Damit das funktioniert, muss das Gas noch konditioniert werden, das heißt, gegebenenfalls im Biogas vorhandener Schwefelwasserstoff entfernt werden. Hierfür wird ein Absorptionsverfahren eingesetzt. Außerdem muss nach der Kompression über Kondensation auch die Feuchtigkeit aus dem Gas entfernt werden", präzisierte Harasek.

Genauso sicher wie Benzin



Um an der Selbstbedienungstankstelle in Margarethen tanken zu können, muss man sich bei der EVM als Kunde einschreiben lassen. Die Kunden bekommen dann einen Schlüsselanhänger, in welchem sich ein Chip befindet. Dieser aktiviert das Tank-System, bezahlt wird mit einer Bankomatkarte.

Getankt wird das aufbereitete Biogas mit einem Druck von 200 Bar. Das heißt, das Ende des Betankungsvorgangs ist erreicht, wenn im Tank ein Druck von 200 Bar herrscht. Angst beim Tanken und Fahren mit Biogas ist dabei nicht angebracht: "Es ist absolut nicht gefährlicher als Benzin. Im Gegenteil – wenn Sie einen Unfall mit einem halb vollen Benzintank haben, dann besteht das Risiko, dass sich im Tank Dämpfe mit Benzin-Luftgemisch befinden. Im Erdgastank ist nie Luft, sondern nur Erdgas, das alleine nie brennen kann", beruhigt Harasek.

Weitere Tankstellen geplant

Derzeit gibt es in Österreich rund 80 Erdgastankstellen. Diese geringe Anzahl - wenn auch mit steigender Tendenz - und die vielfach noch zu geringe Reichweite der Erdgasautos (siehe auch Kasten), bremst derzeit noch die stärkere Nachfrage nach Fahrzeugen mit alternativem Antrieb. Dennoch: Margarethen soll nur der Anfang der Biogastankstellen sein. Bis 2008 will man, so Projektinitiator Harald Bala von T. B. B. Consulting, 25 Standorte für solche Anlagen in Österreich finden.

### 3.3.3 Homepage

Zur besseren Öffentlichkeitsarbeit und Dokumentation wurde unter [www.methapur.com](http://www.methapur.com) eine Homepage eingerichtet, auf der die wesentlichen Projektinhalte beschrieben sind. Im Schnitt gibt es darauf ca. 400 Anfragen je Tag. Die Homepage stellt sicherlich ein zentrales Element zur Verbreitung des Projektinhaltes dar und wird inhaltlich laufend gewartet und thematisch ausgebaut.

### 3.3.4 Tag der offenen Tür

Es gab über die Projektlaufzeit verteilt mehrere Veranstaltungen, bei denen die Biogasanlage und die Tankstelle besichtigt werden konnten. Die größte Veranstaltung dieser Art war die offizielle Eröffnung der Tankstelle am 28. August 2008.

Zu diesem Datum wurde die Tankstelle unter Anwesenheit vieler Anrainer und verschiedenster Politiker durch BM Pröll feierlich eröffnet.

**Foto 2: Eröffnung der Biogastankstelle durch BM Pröll (Quelle: AGRAR PLUS)**



NR Christoph Kainz, Landesrat DI Josef Plank, Minister DI Josef Pröll, EVM-Obmann Friedrich Schwarz

**Foto 3: Anwesende politische Vertreter (Quelle: AGRAR PLUS)**





## 3.4 Arbeitspaket 4: Errichtung der Gasaufbereitung und der Tankstelle

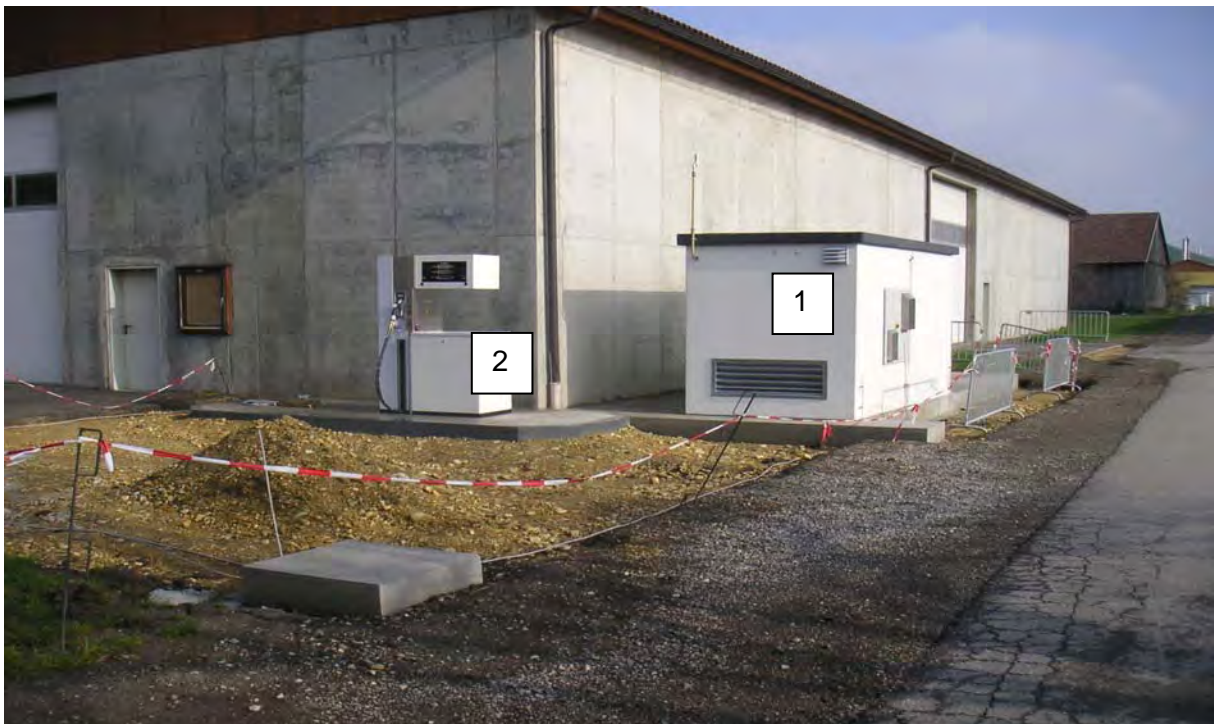
Im April 2007 wurde mit der Bautätigkeit an der Biogasanlage begonnen. Als erster Schritt wurden die Rohrleitungskünetten ausgehoben, die Leitungen verlegt und danach die Oberfläche wiederhergestellt. Die Gasleitungslänge zur Tankstelle beträgt ca. 200 m, der Stromanschluss war direkt vor Ort möglich.

### 3.4.1 Die Tankstelle

Die Lage der Tankstelle wurde so gewählt, dass sie einerseits von zwei Seiten befahrbar ist, und andererseits mit sehr geringen Asphaltierungskosten an das öffentliche Straßennetz anschließbar ist. Je höherrangiger die Straße ist, desto aufwändiger werden die Straßenbau- und verkehrstechnischen Auflagen, daher ist es ratsam, die Tankstelle nicht direkt neben einer Bundes- oder Landstraße zu errichten.

Die Tankstellentechnik wird schlüsselfertig montiert im Betongehäuse geliefert und kann frei aufgestellt werden. Die Zapfsäule und der Tankautomat sollten in unmittelbarer Nähe (<10 m) situiert werden, damit die Hochdruckleitung (200 bar) möglichst kurz wird.

**Foto 4: Tankstellenerriechung Phase I (Quelle: AGRAR PLUS)**



(1) Betonfertigteilgebäude mit Hochdruckspeicher, Kompressor und Steuerung

(2) Zapfsäule mit 200 Bar Gasverbindungsleitung zum Speichergebäude

**Foto 5: Tankstellenerriichtung Phase II (Quelle: AGRAR PLUS)**



Als Wetterschutz wurde die Tankstelle überdacht und für den Nachbetrieb mit einer Beleuchtung ausgestattet. Die Rückwand wurde so ausgeführt, dass der Tankstellenspeicher mit dem fix eingebauten, dazugehörigen Hochdruckkompressor schalltechnisch abgeschirmt ist, um die Schallemission (speziell in der Nacht) zu minimieren. Anhand des schwarzen Asphalts gut erkennbar ist die geringe Fläche, die zum Anschluss der Tankstelle an die Straße asphaltiert werden musste.

Die Tankstelle wurde mit Gebäudepaneelen errichtet, die in dieser Art und Farbe bereits an der Biogasanlage eingebaut wurden. Die benötigten Fundamente für den Speicher und die Zapfsäule wurden vom lokalen Baumeister errichtet. Die Gas- und Stromanschlüsse wurden von lokalen Unternehmen, die bereits bei der Biogasanlage tätig waren, errichtet.

**Foto 6: Tankstellenerrichtung Phase III (Quelle: AGRAR PLUS)**



Im letzten Errichtungsschritt wurde der Tankautomat aufgestellt und die Rückwand durch das Anbringen eines 5 x 2 m großen Transparents ansprechend gestaltet.

Durch den „nicht öffentlichen“ Betrieb ist kein Personal vor Ort nötig. Es werden auf der Tankstelle auch keine sonst üblichen Leistungen angeboten (Autowäsche, Reifendruck, Shop, etc), da die geringe Aufbereitungsgröße und die daraus abgeleitete geringe maximale Tankstellenfrequenz (1 PKW/h) dafür zu niedrig sind.

Der Betankungsautomat ist in das EUROPAY-System eingebunden. Die Bezahlung kann mittels Bankomatkarte, Kreditkarte oder Tankkarte erfolgen. Tankkarten werden nur an Flottenkunden für deren Fahrer abgegeben, wobei deren Kraftstoffrechnung monatlich zentral bezahlt wird.

### 3.4.2 Die Gasaufbereitung

Während die Tankstelle weitgehend verkehrsoptimiert aufgestellt wurde, wurde die Gasaufbereitung möglichst nahe bei der Biogasanlage errichtet, um den Leitungsbau (Gas und Stromleitungen, Kondensatleitungen) möglichst kurz zu halten.

Die Gasaufbereitung wird standardmäßig als Containerlösung geliefert, in Margarethen war aber ein Einbau vor Ort erwünscht, um das Erscheinungsbild der Anlage nicht zu beeinträchtigen. Als Aufstellungsort wurde die Außenwand des gasdichten Endlagers gewählt, da dort genügend Platz (ca. 20 m<sup>2</sup>) vorhanden war, und die Anschlüsse auf kürzestem Wege möglich waren.

**Foto 7 Die Gasaufbereitung (Quelle: AGRAR PLUS)**



Die wesentlichen Bausteine der Gasaufbereitung sind

- |                 |                             |                                    |
|-----------------|-----------------------------|------------------------------------|
| (1) Verdichtung | (2) Kühlung/Wiedererwärmung | (3) Feinentschwefelung             |
| (4) Feinfilter  | (5) Membranmodule           | (6) Qualitätsüberwachung/Steuerung |

#### 3.4.2.1 Verdichtung

Im ersten Schritt wird Biogas aus einer Gasleitung entnommen und auf ca. 9 Bar verdichtet. Dieser Druck wird primär dafür benötigt, um die Durchströmung der Membranfasern, sowie die Permeation der unerwünschten Gasbegleitstoffe durch die Membran zu gewährleisten. Vom vorliegenden Druckniveau hängt die Aufbereitungsleistung der Membrananlage (33 Nm<sup>3</sup>/h laut Auslegung) maßgeblich ab.

#### 3.4.2.2 Kühlung/Rückanwärmung

Da das Biogas hochgradig wassergesättigt ist, wird der Wasserdampf durch mehrstufige Kühlung auf 8°C zur Kondensation gebracht. Bei dieser Kühlung fällt eine größere Menge an Kondensat an, das über die Vorgrube wieder in die Biogasanlage eingebracht wird. Danach wird das Biogas mit der, bei der Kühlung abgegebenen Wärme (Wärmeverschiebung) sowie eines Teiles der Kompressor-Abwärme wieder auf ca. 30 °C erwärmt, da dies für die anschließende Entschwefelung und die Membranen ein optimales Wärmeniveau darstellt. Durch die Kühlung/Wiedererwärmung wird eine über das Jahr sehr gleichmäßige Gastemperatur erzielt, ohne eine externe Wärmequelle zu benötigen.

#### 3.4.2.3 Feinentschwefelung

Die Membranoberflächen reagieren negativ auf Schwefelwasserstoff sowie Ammoniak, da beide Stoffe die Membranen angreifen und ihre Lebenszeit verkürzen. Es ist daher unbedingt nötig, diese Stoffe aus dem Biogas zu entfernen. Bei Biogasanlagen, die mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben werden, muss primär der Schwefelwasserstoffgehalt minimiert werden, während bei Abfallanlagen meist hohe Schwefelwasserstoff- und Ammoniakwerte auftreten. Die Feinentschwefelung der Gasaufbereitung erfüllt eher die Aufgabe eines Polzeifilters und erhöht bei Schwefelwasserstoffwerten über 50 ppm die Betriebskosten deutlich, da die eingesetzte Füllung an Eisenoxid (auch Zinkoxid möglich) ca. alle 4 Monate getauscht werden muss. (weitere Ausführungen dazu siehe Kapitel 3.5.3.2)

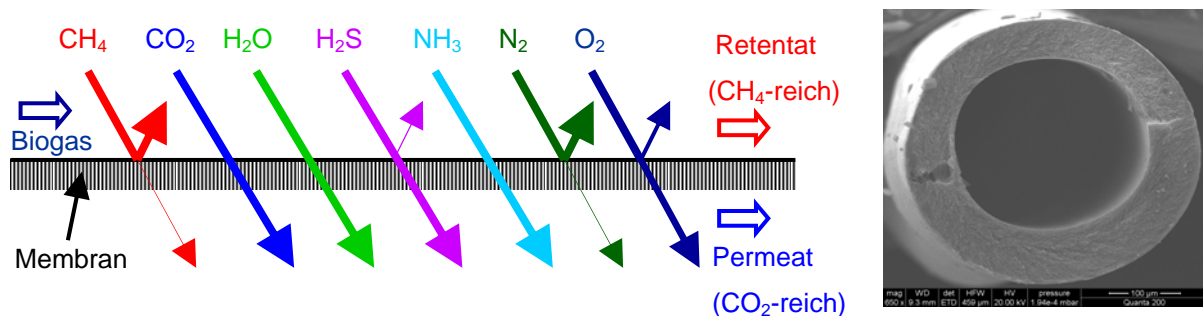
#### 3.4.2.4 Feinfilter

Dieses Sieb dient lediglich zur Entfernung größerer, partikulärer Gasinhaltsstoffe, damit die Membranen nicht mechanisch beschädigt werden.

### 3.4.2.5 Gastrennung<sup>17</sup>

Nach der Feinentschwefelung wird das konditionierte Biogas mittels einstufiger Gaspermeation weitestgehend von Kohlendioxid, Wasser sowie Resten von Ammoniak und Schwefelwasserstoff befreit. Das Verfahren beruht auf der unterschiedlichen Permeabilität (Durchlässigkeit) einer organischen Membran für die verschiedenen gasförmigen Bestandteile von Biogas (im wesentlichen Methan und Kohlendioxid). Die Membranen sind als sogenannte Hohlfasermembranen ausgeführt (zylindrische Rohre mit Durchmessern von etwa 0,3 mm), welche wiederum zu Membranmodulen zusammengefasst werden

**Abbildung 19: Links: Prinzip der Gastrennung mittels Gaspermeation; Rechts: REM-Aufnahme (Rasterelektronenmikroskop) einer Hohlfasermembran<sup>17</sup>**



Aufgrund der spezifischen Eigenschaften von Sauerstoff und Stickstoff werden diese Gase gemeinsam mit dem Methan zurückgehalten, während Wasser hochgradig und Schwefelwasserstoff großteils mit dem Kohlendioxid abgeschieden werden.

Die Membran produziert somit folgende Gasströme:

- Eine methanarme und kohlendioxidreiche Phase 1 (Retentat bzw. Restgas) , die aber auch minimale Mengen an Sauerstoff und Stickstoff des Roh-Biogases beinhaltet. Der Schwefelwasserstoff findet sich ebenfalls hauptsächlich in der Phase 1 wieder.
- Eine methanreiche und kohlendioxidarme Phase 2, die aber auch einen Großteil des im Roh-Biogas enthaltenen Sauerstoffes und Stickstoffes sowie minimale Schwefelwasserstoffanteile beinhaltet.

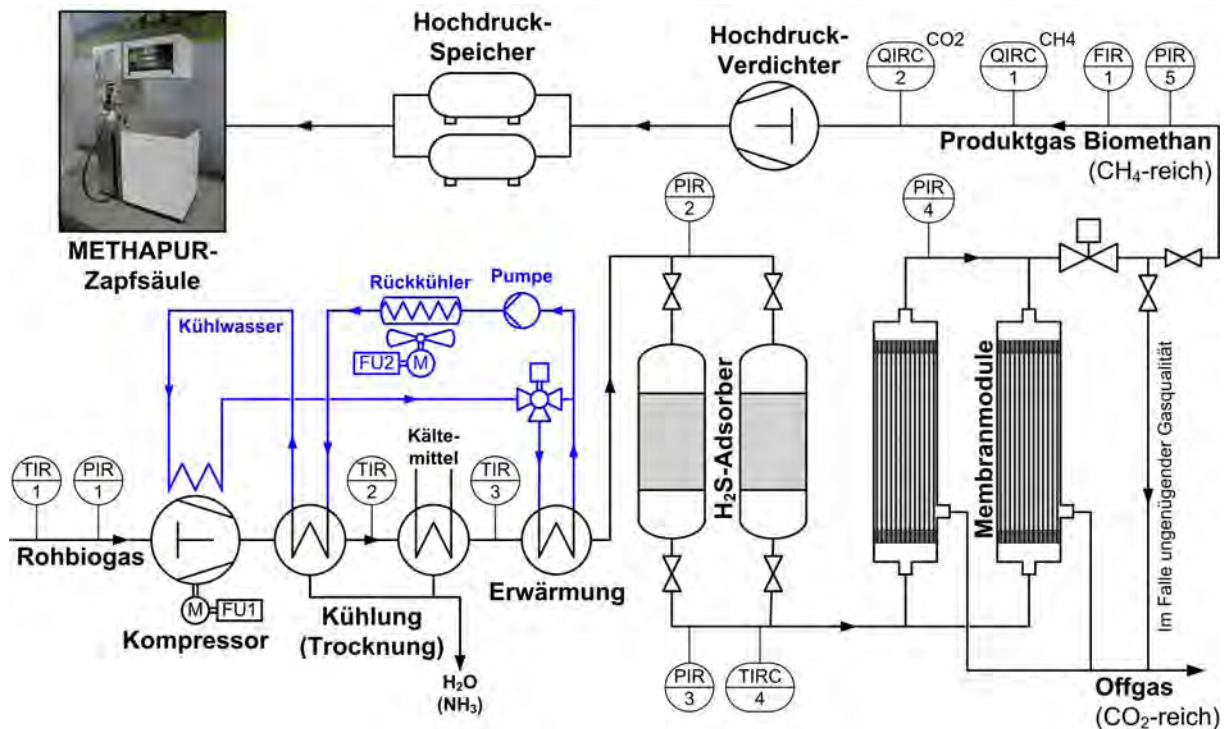
<sup>17</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.4.3 Fließbild der Gasaufbereitung<sup>18</sup>

In Abbildung 20 ist ein detailliertes Rohrleitungs- und Instrumentierungs-Fließbild der Gastrennanlage in Margarethen am Moos dargestellt. Hier ist einerseits das Konzept und die Verschaltung der Aufbereitungsanlage erkennbar, andererseits sind auch alle Mess-Sensoren, Aktuatoren und Stellglieder ersichtlich, welche für den geordneten Regelbetrieb notwendig sind.

Die Legende zu diesem Fließbild ist in der Abbildung 21 angegeben. Der Biogas-Kompressor ist mittels eines Frequenzumformers drehzahlregelt, wodurch der Volumenstrom des Produktgases geregelt werden kann. Der Ventilator zur Kühlwasserrückkühlung (Kompressorkühlkreislauf, gleichzeitig auch Wiedererwärmung) ist ebenfalls drehzahlregelt, wodurch das gaseitige Temperaturniveau eingestellt und gehalten werden kann. Die Qualität des produzierten Biomethanstromes wird über ein Druckhalte-Regelventil eingestellt und geregelt.

**Abbildung 20: Detailliertes R&I-Fließbild (Rohrleitungen und Instrumentierung) der Biogasaufbereitungsanlage und Biogastankstelle Margarethen am Moos<sup>18</sup>**



<sup>18</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.4.4 Messstellen der Gasaufbereitung<sup>19</sup>

Nachdem die eingesetzte Technologie noch relativ jung und auch das Gesamtkonzept der implementierten Biogasaufbereitungsanlage sehr innovativ ist, wurde die Anlage mit zahlreichen Sensoren für Drücke und Temperaturen ausgestattet (wesentlich mehr als für den Betrieb und die Regelung der Anlage erforderlich). Dadurch ist eine genaue Analyse des Anlagenverhaltens sowie eine Optimierung des Betriebes möglich.

**Abbildung 21: Messstellen und deren Bezeichnungen an der Biogasaufbereitungsanlage und Biogastankstelle Margarethen am Moos (vergleiche Fließbild in Abbildung 20)<sup>19</sup>**

Messstelle	Einheit	Bezeichnung
TIR 1	°C	Temperatur Rohbiogas
TIR 2	°C	Temperatur nach Vorkühler
TIR 3	°C	Temperatur nach Kältetrocknung
TIRC 4	°C	Temperatur Eintritt Membranmodule (ist Regelgröße)
PIR 1	bar(g)	Druck Rohbiogas
PIR 2	bar(g)	Druck Eintritt Adsorber
PIR 3	bar(g)	Druck Austritt Adsorber
PIR 4	bar(g)	Druck Austritt Membranmodule
PIR 5	bar(g)	Druck Produktgasleitung
FIR 1	Nm <sup>3</sup> /h	Volumenstrom Produktgas
QIRC 1	vol%	Methangehalt (CH <sub>4</sub> ) Produktgas (ist Regelgröße)
QIRC 2	vol%	Kohlendioxidgehalt (CO <sub>2</sub> ) Produktgas (ist Regelgröße)
FU 1	Hz	Drehzahl Biogas-Kompressor
FU 2	Hz	Drehzahl Kühlwasserrückkühler

<sup>19</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008



### 3.4.5 Qualitätsüberwachung/Steuerung

Das gereinigte Biomethan wird mittels einer Online-Gasmessung durchgehend auf seinen Methangehalt geprüft. Mittels dieser Gasmessung lässt sich prinzipiell jeder Methangehalt zwischen 90 % und 100 % einstellen, indem die Aufenthaltszeit bzw. der Druck in der Membran verändert wird.

Die interne Qualitätsanforderung an die Biomethanqualität sind >95 % Methan, da dies den Mindestmethangehalt der Kraftstoffmarke methaPUR darstellt. Im Falle einer Unterschreitung des eingestellten Mindestmethanwertes würde das produzierte Biomethan automatisch zum Offgasstrom geleitet (Rückspeisebetrieb), da zwei kombinierte, über die Gasqualität angesteuerte, Ventile einen Gasstrom mit zu niedriger Gasqualität gar nicht zur Tankstelle gelangen lassen. Sobald die Gasqualitätsregelung wieder ausreichenden Methangehalt sichergestellt hat, werden diese beiden Ventile wieder umgesteuert, sodass der Lieferbetrieb wieder aufgenommen wird.

Eine weitere Aufgabe der Steuerung ist die automatische „Start-Stop“ Regelung der Aufbereitung, die alleinig über den Füllstand des Hochdruckspeichers bei der Tankstelle geregelt wird. Die Funktionsweise erfolgt analog zu einem Wärmespeicher, der bei Unterschreitung einer voreingestellten Temperaturgrenze eine Wärmeanforderung an einen Wärmeerzeuger sendet. Die Aufbereitung schaltet sich auf ein externes Signal der Tankstelle ein, und hat nach ca. 3 - 4 Minuten den gewünschten Betriebsdruck und die geforderte Mindestqualität erreicht. Im nächsten Schritt wird das Biomethan vom Kompressor auf der Tankstellenseite übernommen und komprimiert, bis der Hochdruckspeicher seinen maximalen Füllstand erreicht hat. Daraufhin schaltet sich das System wieder ab und wartet auf die nächste Lieferanforderung.

### 3.4.6 Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage

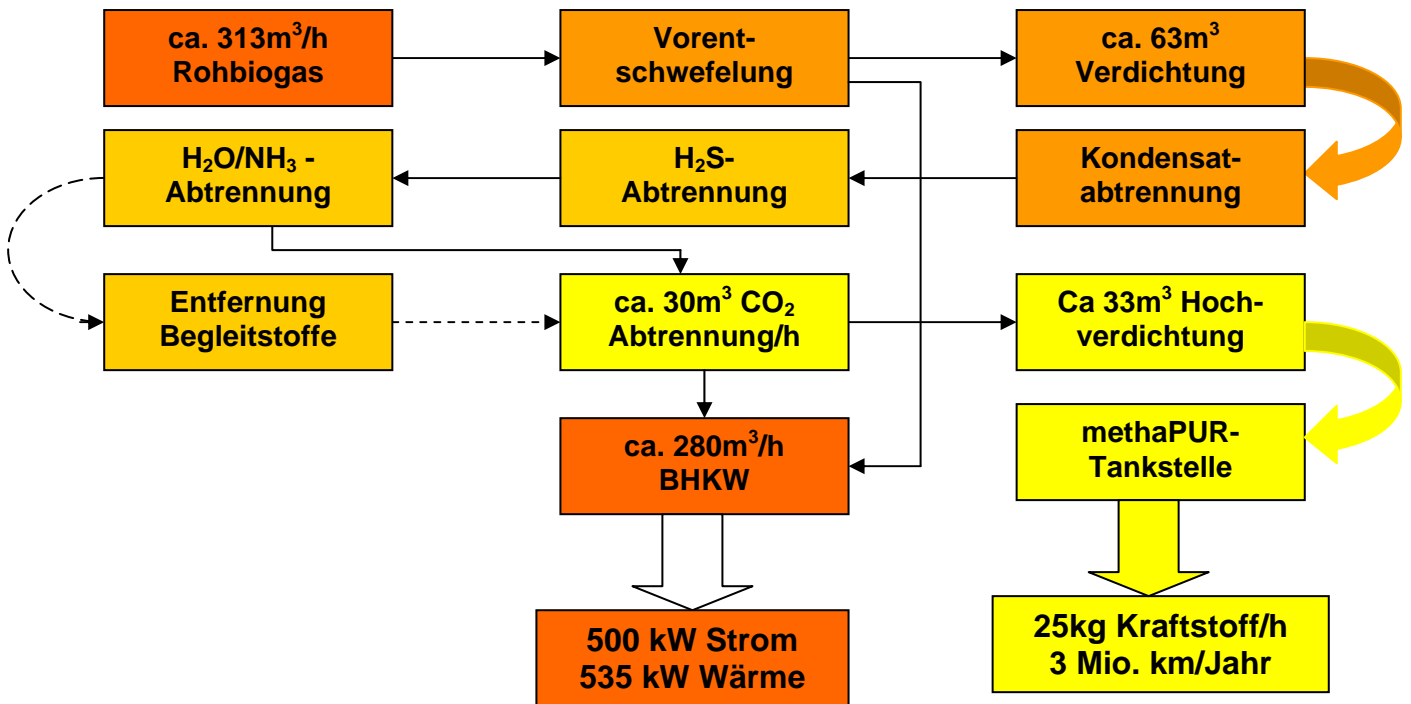
Vor dem Umbau der Biogasanlage ergibt sich folgendes Verfahrensbild:

**Abbildung 22: Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage vor dem Umbau (eigene Darstellung)**



Üblicherweise wird das Biogas mittels Lufteinblasung in die Fermenter bzw. in den Gasspeicher durch aerobe Mikroorganismen entschwefelt, indem sie den im Gas enthaltenen Schwefelwasserstoff zu elementarem Schwefel abbauen. Da mit der Lufteinblasung beträchtliche Mengen an Stickstoff und Sauerstoff ins System gelangen, eignet sich diese Entschwefelungstechnologie nicht für eine anschließende Gasreinigung, da sie den Methangehalt des Biomethans nachhaltig verdünnt (siehe Kapitel 3.4.2.5).

**Abbildung 23: Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage Margarethen am Moos nach dem Umbau<sup>20</sup>**



Durch die Einbindung der Gasaufbereitung in die Biogasanlage hat sich die Biogasproduktion und Konditionierung wesentlich geändert. So wurde auf eine alternative Entschwefelung ohne Sauerstoff umgestellt. Weiters wird das Biogas vor dem Blockheizkraftwerk durch das Restgas der Gasaufbereitung verdünnt, dadurch sinkt der Heizwert, wodurch nun 280 Nm<sup>3</sup> Biogas statt 250 Nm<sup>3</sup> Biogas für das BHKW benötigt werden.

Durch die Beimischung des energetisch minderwertigen Restgases sinkt der Heizwert des Biogases in Margarethen am Moos um ca. 10 % (von 5 kWh auf ca. 4,5 kWh ab).

**Abbildung 24: Restgasverwertung in der Verstromung (eigene Berechnung)**

	Rohenergie	Heizwert je m <sup>3</sup>	Gasmenge
Verstromung	1250 kWh	5 kWh	250 Nm <sup>3</sup> /h
Restgas bei 33m <sup>3</sup> Biomethan	0 kWh*	0 kWh*	30 Nm <sup>3</sup> /h**
Gesamt	1250 kWh	4,46 kWh	280 Nm <sup>3</sup> /h

\*nachdem kein Methanverlust auftritt, kann man 100% der Rohenergie in die Biomethanlinie rechnen

\*\*33m<sup>3</sup> x 9,5kWh = 313,5 kWh / 5kWh = 63m<sup>3</sup> Biogas – 33m<sup>3</sup> Biomethan = 30m<sup>3</sup> Restgas

<sup>20</sup> Harasek, TU-Wien, Institut für Verfahrenstechnik, ergänzt durch Bala, Harald; TBB Consulting, 2007

### 3.4.7 Anlagenkosten

Die für die Kraftstoffherzeugung anfallenden Investitionskosten lassen sich in folgende Blöcke gliedern:

- Gasaufbereitung
- Tankstelle samt Tankstellenautomat
- Örtliche Bau- und Einbindungskosten
- Planung und Bauüberwachung

Die Gasaufbereitung und die Tankstelle wurden vor Ort schlüsselfertig eingebaut. Die zusätzlich anfallenden örtlichen Kostenfaktoren sind wie folgt:

- Fundamente
- Grabungsarbeiten
- Fahrwege
- Stromanschluss
- Gas- und Wasseranschluss
- bauliche Gestaltung der Tankstelle und Einhausung der Aufbereitung (wenn keine Containerausführung)

**Abbildung 25: Investitionskosten der Kraftstoffherzeugung Margarethen am Moos (eigene Berechnung)**

Kostenblock	Kosten	Kosten in %
Gasaufbereitung	205.000 €	46%
Tankstelle & Tankstellenautomat	134.000 €	30%
örtliche Bau- und Einbindungskosten	87.000 €	20%
Planung und Bauüberwachung	16.000 €	4%
Gesamt	442.000 €	100%

Der größte Kostenblock wird durch die Gasaufbereitung (46 %) verursacht, gefolgt von der Tankstelle (30 %) und den örtlichen Kosten (20 %), die Planungs- und Bauüberwachungskosten machen lediglich 4 % aus.

Die Tankstelle kann über die Zapfsäule und den Tankautomaten problemlos 10 Kunden pro Stunde bedienen, dies ergäbe eine vermarktbar Kraftstoffproduktion von ca. 150 kg/h bzw. 600 % der aktuellen Gasaufbereitungsleistung. Der installierte Tankstellenkompressor kann maximal 50 Nm<sup>3</sup>/h (= ca. 38 kg/h) bzw. ca. 150 % der aktuellen Gasaufbereitungsleistung liefern.

Der Hochdruckspeicher der Tankstelle ist für die PKW-Betankung auch bei höherer Auslastung ausreichend, für LKW, Busse und Traktoren müsste aber ein zweiter Speicher ergänzt werden. Der Platz dafür ist schon vorbereitet, die zusätzlichen Speicherkosten belaufen sich auf ca. 35.000 Euro

### 3.4.8 Anlagenwirtschaftlichkeit

Um die Anlagenwirtschaftlichkeit der Kraftstofferzeugung aus Biogas zu evaluieren, wurde am Österreichischen Kuratorium für Landtechnik (ÖKL) ein Merkblatt zum Thema „Biogas als Kraftstoff“<sup>21</sup> erarbeitet. Es wurden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung drei verschiedene Varianten der Kraftstofferzeugung aus Biogas angenommen:

- zusätzliche Gasproduktion ohne Anlagenmehrkosten bei der Biogasanlage
- zusätzliche Gasproduktion mit 250.000 € Baukosten bei der Biogasanlage (z.B.: Silo)
- Neu errichtete Biogasanlage mit 100 % Gaseinspeisung

Abbildung 26: Modellkalkulation Biogas als Kraftstoff<sup>22</sup>

Modellkalkulation für Treibstoffauskopplung   ohne Indizierung und exkl. Ust   Investkosten Neuanlagen				
		Biogastankstelle ohne bauliche Maßnahmen für Rohstofflager, Einbringung und Endlager	Biogastankstelle mit bauliche Maßnahmen für Rohstofflager, Einbringung und Endlager	Biogasanlage mit Gaseinspeisung ohne Verstromung Methanproduktion 142,5m³/h
Methanproduktion in kg pro Jahr		150000,0	150000,0	798000,0
Methanproduktion in m³ pro Jahr		214285,7	214285,7	1140000,0
Biogasproduktion in m³ pro Jahr		407142,9	407142,9	2166000,0
Dichte Methan in kg/m³		0,7	0,7	0,7
Methangehalt aufbereitetes Biogas kWh/m³		9,50	9,50	9,5
Rohmethangehalt Biogas in kWh/m³		5,0	5,0	5,0
Wirkungsgrad Gasaufbereitung	[%]	96%	96%	96%
Produktionsstunden	[kg/a]			
<b>Brennstoffenergie unaufbereitetes Biogas</b>	<b>[kWh/a]</b>	<b>2.120.536</b>	<b>2.120.536</b>	<b>11.281.250</b>
Strombedarf in % aufbereiteter Treibstoff	[kWh/a]	150.000	150.000	525.400
<b>Verkaufbare Treibstoffmenge</b>	<b>[kg/a]</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>702.037</b>
Wirkungsgrad th.		85%	85%	85%
Brennstoffenergie Rohbiogas	[kWh/a]	0	0	1.302.353
Wärmeeigenbedarf	[kWh/a]	0	0	1.107.000
<b>Investkosten €</b>	<b>[€]</b>	<b>500.000</b>	<b>750.000</b>	<b>3.600.000</b>
Afa	13 Jahre			
Mittlerer Zinsanspruch	6,0%			
<b>Summe Kapitalkosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>56.480</b>	<b>84.720</b>	<b>406.656</b>
<b>Kapitalkosten / je kg Treibstoff</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>37,65</b>	<b>56,48</b>	<b>57,93</b>
<b>Betriebskosten (ohne Substratkosten)</b>				
Arbeitszeit / anno	[h/a]			
Arbeitskosten / anno	[€/a]	4.500	4.500	28.600
Manipulationskosten (Radlader für die Beschickung) / Jahr	[€/a]	2.700,0	2.700,0	13.500,0
Energiekosten	[€/kWh]	16.000	16.000	100.500
Wartung + Instandh. Tankstelle + Aufbereitung	[€/a]	7.500,00	7.500,00	0,00
Wartung + Instandhaltung Zubau Mehrnutzung Biogasanlage	[€/a]	7.500,00	11.250	54.000
Sonstige Betriebskosten % der Investkosten	1,00%	5.000	7.500	36.000
<b>Summe Betriebskosten (ohne Substratkosten)</b>	<b>[€/a]</b>	<b>43.200</b>	<b>49.450</b>	<b>232.600</b>
<b>Betriebskosten (ohne Substratkosten) / je kg Treibstoff</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>28,80</b>	<b>32,97</b>	<b>33,13</b>
<b>Substratkosten</b>				
Rohbiogas aus div. Rohstoffe	[kWh/a]	2.120.536	2.120.536	11.281.250
Ernte, Transport inkl. anteilig Gärrestaubsbringung/ha				
Substratkosten / to TS				
<b>Summe Substratkosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>49.000</b>	<b>49.000</b>	<b>230.000</b>
<b>Substratkosten / je kWh el.</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>32,67</b>	<b>32,67</b>	<b>32,76</b>
<b>Gesamtkosten / je kg Treibstoff (ohne Förderung)</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>99,12</b>	<b>122,11</b>	<b>123,82</b>
Förderbeitrag	30%	150.000	225.000	1.080.000
Auflösung Förderbeitrag	13 Jahre	11.538	17.308	83.077
Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	44.941,59	67.412,39	323.579,46
<b>Kapitalkosten / je kg Treibstoff (inkl. Förderung)</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>29,96</b>	<b>44,94</b>	<b>46,09</b>
<b>Gesamtkosten / je kg Treibstoff (inkl. Förderung)</b>	<b>[Cent/kg]</b>	<b>91,43</b>	<b>110,57</b>	<b>111,99</b>

<sup>21</sup> Österreichisches Kuratorium für Landtechnik: „Biogas als Kraftstoff“, Merkblatt, 2008

<sup>22</sup> Mag. Kirtz, Manfred, AGRAR PLUS, St. Pölten, 2008

Die Berechnung führte zu folgenden Ergebnissen:

- Die Netto-Produktionskosten von Biogas als Kraftstoff liegen zwischen 0,99 € und 1,24 € je kg Kraftstoff
- Durch eine 30 % Investförderung lassen sich die Kosten auf 0,91 € bis 1,12 € vermindern
- Die Variante 1 (Biogasanlage ohne bauliche Maßnahmen) liegt mit einem Bruttopreis von ca. 1,1 € je kg Kraftstoff schon sehr nahe am aktuellen Erdgas-Kraftstoffpreis von 0,956 € der OMV
- Durch eine anlagenspezifische Anpassung der Berechnungsgrundlagen (z.B.: Rohstoffpreis oder Betriebskosten) kann sich der Produktionspreis zusätzlich vermindern bzw. erhöhen
- Eine Vergrößerung der Aufbereitungsleistung würde ebenfalls einen Produktionskostenrückgang bewirken, da für eine 50 % Produktionssteigerung nur ca. 20 – 30 % der Erstinvestkosten anfallen

**Abbildung 27: Variantenvergleich der Biogas-Kraftstoffproduktion (eigene Darstellung)**

<b>Kosten je 100 kg Kraftstoff</b>	<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Variante 3</b>
Kapitalkosten	37,70 €	56,50 €	57,90 €
Betriebskosten	28,80 €	33,00 €	33,10 €
Materialkosten	32,70 €	32,70 €	32,80 €
Gesamtkosten	99,10 €	122,10 €	123,80 €
30 % Förderung	7,70 €	11,50 €	11,80 €
<b>Kosten mit Förderung</b>	<b>91,40 €</b>	<b>110,60 €</b>	<b>112,00 €</b>
Förderhöhe	150.000,00 €	225.000,00 €	1.080.000,00 €
Kraftstoffproduktion in 10a	1.500.000	1.500.000	5.254.000
Förderung je kg Kraftstoff	0,10 €	0,15 €	0,21 €

Die Nachrüstung bestehender Biogasanlagen mit einer Gasaufbereitung und einer Tankstelle verursacht die geringsten Kosten und benötigt daher auch weniger Förderung je kg erzeugten Kraftstoff. Laut Abbildung 27 benötigt die Variante 1 (lokale Biogas-Kraftstoffinsel ohne bauliche Maßnahmen auf der Biogasanlage) auf 10 Jahre um 50 % weniger Fördermittel als die Variante 3 (neu errichtete Biogasanlage mit 100 % Gasnetzeinspeisung).

Bei der Variante 3 sind die Kraftstoffproduktionskosten noch um die Gasnetz- und die (externen) Tankstellenkosten zu ergänzen, da diese den Nm<sup>3</sup> eingespeisten Biomethan kostenmäßig zusätzlich belasten, während bei der lokalen Biogas-Kraftstoffinsel (Variante 1 und 2) alle Kosten enthalten sind.

## 3.5 Arbeitspaket 4: Anlagenbetrieb

Die Tankstelle wurde im Dezember 2007 in Probetrieb genommen und im August 2008 in den Normalbetrieb übergeführt.

### 3.5.1 Zusätzliche Gasproduktion für die Kraftstoffherzeugung

Um das zum Tanken benötigte Biogas zu produzieren kann man bei geringerer Tankstellenauslastung primär den Gasspeicher der Biogasanlage nutzen, der in Margarethen am Moos ca. 700 Nm<sup>3</sup> Biogas speichert. Bei steigender Nachfrage nach Biogas für die Tankstelle kann man durch eine Anpassung (Steigerung) der Inputmengen die erhöhten Biomethanmengen liefern. Beide Betriebsweisen stellen für die Biogasanlage in Margarethen am Moos kein Problem dar, daher konnte seit dem Start der Kraftstoffproduktion eine 100 % Gasversorgung der Tankstelle erreicht werden.

### 3.5.2 Tankstellendaten

#### 3.5.2.1 Tankstellenauslastung

Es war ein erklärtes Ziel des Projekts im ersten Betriebsjahr ca. 30 erdgasbetriebene PKW als Kunden zu gewinnen und 22.500 kg an Kraftstoff zu verkaufen. Bei der Tankstelleneröffnung waren 5 dieser 30 PKW vorhanden, seitdem ist ihre Zahl binnen 10 Monaten auf ca. 20 angewachsen. Es lässt sich daraus ableiten, dass das gesetzte Kundenziel im Bereich PKW, und somit das Auslastungsziel im Jahr 1 nicht erreicht werden kann, dafür gibt es aber eine in dieser Form nicht erwartete Dynamik im Bereich LKW und Traktor. Ab Jahresende 2008 könnte eine beträchtliche Kraftstoffmenge an dieses Fahrzeugsegment fließen.

**Abbildung 28: Auslastung der Biogastankstelle Margarethen am Moos (eigene Auswertung)**

	kg Kraftstoff	Summe kg Kraftstoff	Anzahl der Betankungen	Summe der Betankungen	Kraftstoff in kg je Betankung	Auslastung*
Dez.07	142	142	11	11	12,91	1,1%
Jan.08	304	446	23	34	13,20	2,4%
Feb.08	378	824	31	65	12,19	3,3%
Mar.08	492	1.316	38	103	12,94	3,9%
Apr.08	679	1.995	48	151	14,14	5,5%
Mai.08	469	2.464	43	194	10,92	3,7%
Jun.08	670	3.134	44	238	15,22	5,4%
Jul.08	533	3.667	42	280	12,69	4,2%
Aug.08	483	4.150	62	342	7,79	3,8%
Sept. 08	541	4.691	60	402	9,02	4,4%
Durchschnitt	499kg		48		11,95kg	4,0%

\*gerechnete Soll-Produktion 150.000kg/Jahr

Von Dezember 2007 bis September 2008 wurden ca. 4.700 kg methaPUR-Kraftstoff verkauft, das ergibt einen monatlichen Durchschnitt von ca. 500 kg. Daraus errechnet sich eine durchschnittliche Auslastung der Tankstelle von lediglich 4 %, bzw. von ca. 25 % der beabsichtigten Verkaufsmenge.

Hauptgrund dafür ist die nur sehr zögerliche Akzeptanz der Biogas-Tankstelle in Margarethen am Moos. Für die meisten Anrainer und Bewohner ist das Thema „fahren mit Biogas/Erdgas“ trotz unserer verstärkten Informationstätigkeit noch sehr neu. Dadurch ergibt sich eine längere Phase des Abwartens und Beobachtens, die zurzeit noch immer bei vielen im Gange ist.

Ein weiterer Grund ist, dass ein Erdgasautokauf nur für jene in Frage kommt, die auch aus anderen Gründen ein neues, vergleichbares Automodell wollen. Wenn man von einer durchschnittlichen besitzerspezifischen Nutzung eines Fahrzeuges von 5 Jahren ausgeht, so ergibt sich daraus, dass jährlich ca. 20 % aller Österreicher ihr Auto gegen einen Neu- oder Gebrauchtwagen austauschen.

Nachdem am Gebrauchtwagenmarkt kaum Erdgasautos vorhanden sind, kann man aktuell fast nur Neuwagen (original oder umgebaut) mit Erdgasantrieb kaufen. Da die Modellwahl bei Erdgasautos wieder nur eingeschränkt möglich ist, wird nur ein Teil der Neuwagenkäufe in Margarethen am Moos über Erdgas-KFZ abgedeckt. Es bleibt aber zu erwarten, dass sich in den nächsten Jahren eine signifikante Erhöhung des Ergasantriebes in der Autostatistik in Margarethen am Moos niederschlägt. In der im Projektantrag enthaltenen Wirtschaftlichkeitsberechnung wird diesem Effekt Rechnung getragen, und die volle Anlagenleistung erst im 5. Jahr angenommen.

Die Zahl der Betankungen ist analog zu den abgegebenen Kraftstoffmengen auf einem niedrigen Niveau und beläuft sich auf ca. 2 Betankungen pro Tag. Je Betankung werden durchschnittlich 12 kg abgegeben, daraus ergibt sich eine Speicherabdeckung von ca. 13 Betankungsvorgängen, da der vollgeladene Hochdruckspeicher ca. 140 kg für Tankzwecke bereitstellen kann.

Es ist somit im PKW-Betrieb auch bei einer deutlich höheren Tankstellenauslastung nicht mit Betankungsproblemen wegen zu geringer Speichergröße zu rechnen. Falls großvolumige LKW- oder Traktortanks mit Füllmengen über 50 kg je Tankfüllung als Kunden bedient werden sollen, wird ein zweiter Hochdruckspeicher bei der Tankstelle aufgestellt, der Platz dafür wurde bereits vorgesehen.

### 3.5.2.2 Tankstellen-Betriebsprobleme

Die Sicherheitsanforderungen an Erdgastankstellen sind im Vergleich zu Betankungsanlagen für Mineralölprodukte sehr hoch. Dadurch gibt es eine Vielzahl von elektronischen Sicherheitseinrichtungen und Messungen. Diese Kombination führte in der Vergangenheit dazu, dass die Tankanlage immer wieder wegen interner Fehler bzw. Fehlalarmen den Betankungsvorgang abbrach bzw. überhaupt keine Betankung zuließ.

Dies bewirkt, dass - obwohl alle Systeme (Gaserzeugung, Gasaufbereitung, Gaskomprimierung) optimal arbeiten - der Tankkunde nicht tanken kann. So gab es im Sommer 2008 vermehrt Ausfälle dieser Art, die erst durch Wechsel der Tankstellen-Steuereinrichtung behoben werden konnten. Die geschilderten Probleme beschränken sich nicht auf die Biogas-Tankstelle in Margarethen am Moos, sondern treten leider nur allzu oft bei nahezu allen Erdgastankstellen auf!

Durch die Einschulung und Registrierung aller Tankstellenkunden in Margarethen gab es über die gesamte Projektlaufzeit keine Beschädigung oder sonstige grobe Fehlbedienung, die zu einem Ausfall geführt hätte.

Die Bedienung des Tankautomaten mittels Transponder für die Freischaltung und anschließender Bezahlung mittels Kredit-, Bankomat- oder Tankkarte funktionierte bisher ebenfalls größtenteils problemlos, wobei der Tankautomat aber bei mehrmaliger, aufeinanderfolgender Fehlbedienung mit einem Systemabsturz reagierte. Aber auch hier konnte durch eine nachträgliche Systemoptimierung eine deutliche Verbesserung erreicht werden.

**Foto 8: Tankautomat und Zapfsäule der Biogastankstelle Margarethen am Moos (Quelle AGRAR PLUS)**



Kartenlesegerät    Rechnungenentnahme    Transponder-Kennfeld



### 3.5.3 Die Rohgasqualität

Die folgenden Messwerte wurden vom stationären AWITE-Gasmessgerät der Biogasanlage Margarethen am Moos dokumentiert. Es werden insgesamt 3 Gaskomponenten (Methan, Schwefelwasserstoff, Sauerstoff) an 5 Messstellen gemessen. Die Messung erfolgt automatisiert alle 2 Stunden und bietet daher einen guten Überblick über die Gasqualität und ihren Verlauf.

Alle abgebildeten Biogasmesswerte wurden von der Messstelle direkt vor dem Blockheizkraftwerk übernommen, da diese Messstelle die sicherste Aussage bezüglich der Gasqualität zulässt.

**Abbildung 29: Gaszusammensetzung des Biogases (eigene Auswertung)**

Biogaszusammensetzung	Mittelwert	Minimum	Maximum
Methan	49%	39%	54%
Sauerstoff	0,1	0%	0,2%
Stickstoff	0,3	0%	0,6%
Schwefelwasserstoff	5 ppm	0 ppm	20 ppm

In Kenntnis der Schwankungsbreite von Methan wurde die Gasaufbereitung darauf ausgelegt, die erforderliche Mindestmenge an Biomethan von 33 Nm<sup>3</sup>/h auch bei 40 % Methangehalt im Biogas zu erreichen.

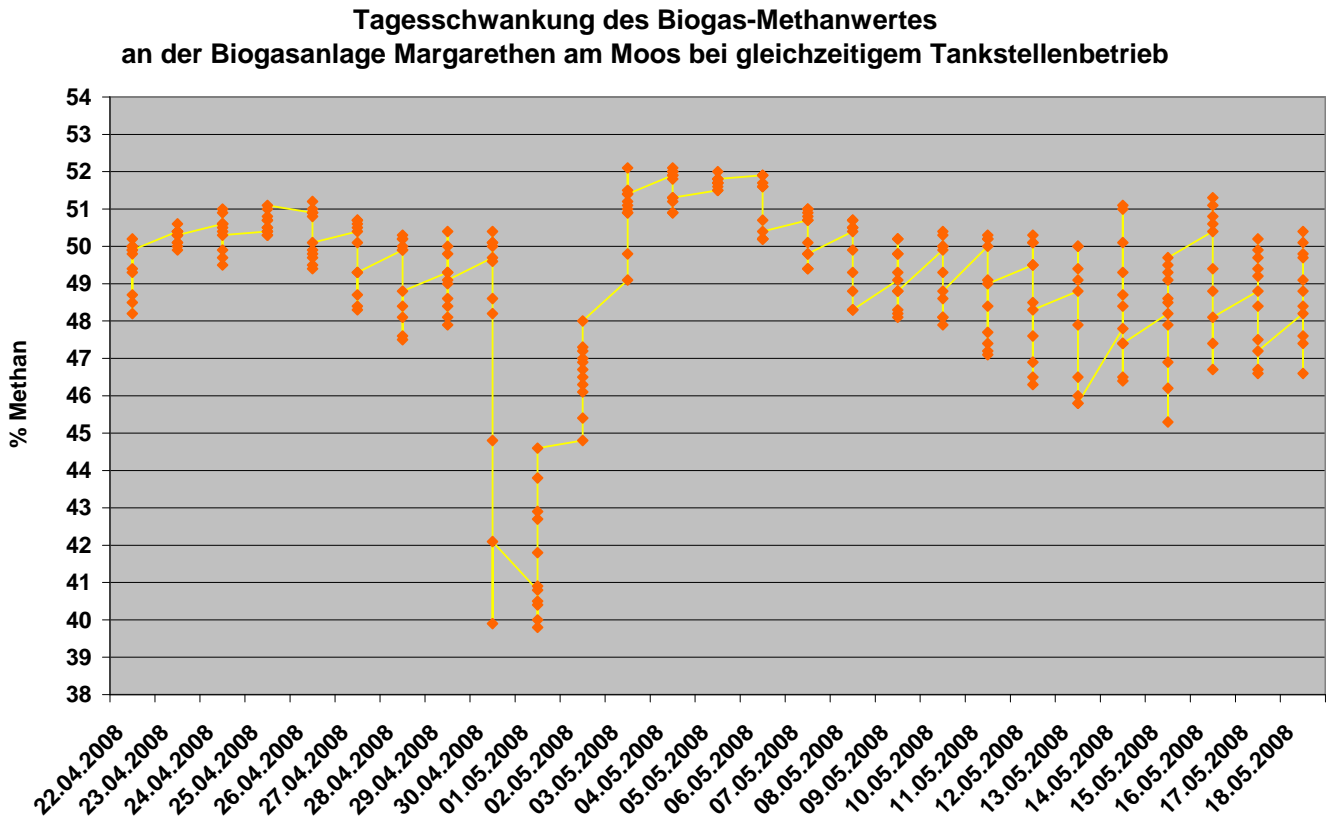
Um die, bei Biogasanlagen sonst üblichen hohen Gehalte an Sauerstoff (bis 1 %) und Stickstoff (bis 5 %) zu vermeiden, wurde auf die Lufteinblasung zugunsten einer chemischen Entschwefelung verzichtet. Diese Entschwefelung mit dem Mittel „Deuto-Clear Sulfo“ erreicht dauerhaft niedrige Schwefelwasserstoffwerte im Biogas von <20 ppm, wodurch die Anforderungen an eine nachfolgende Entschwefelung stark sinken bzw. ganz entfallen können. Im Hinblick auf die geruchlichen Eigenschaften des gereinigten Biogases wird darauf hingewiesen, dass trotz einer weitgehenden Entfernung des Schwefelwasserstoffes aus dem Biogas noch immer ein kleiner Anteil davon im Biogas/Biomethan verbleibt. Dies bewirkt, dass das Biogas bzw. das Biomethan zu jeder Zeit geruchlich wahrnehmbar bleibt. Als Geruchsschwelle für Schwefelwasserstoff werden in der Literatur übereinstimmend >0,15 ppm angegeben.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> <http://www.schwefelwasserstoff.com/index.php?id=geruchsproblematik>, abgerufen am 3.12.2008

### 3.5.3.1 Methanverlauf im Rohbiogas

**Abbildung 30: Frühjahrs-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**

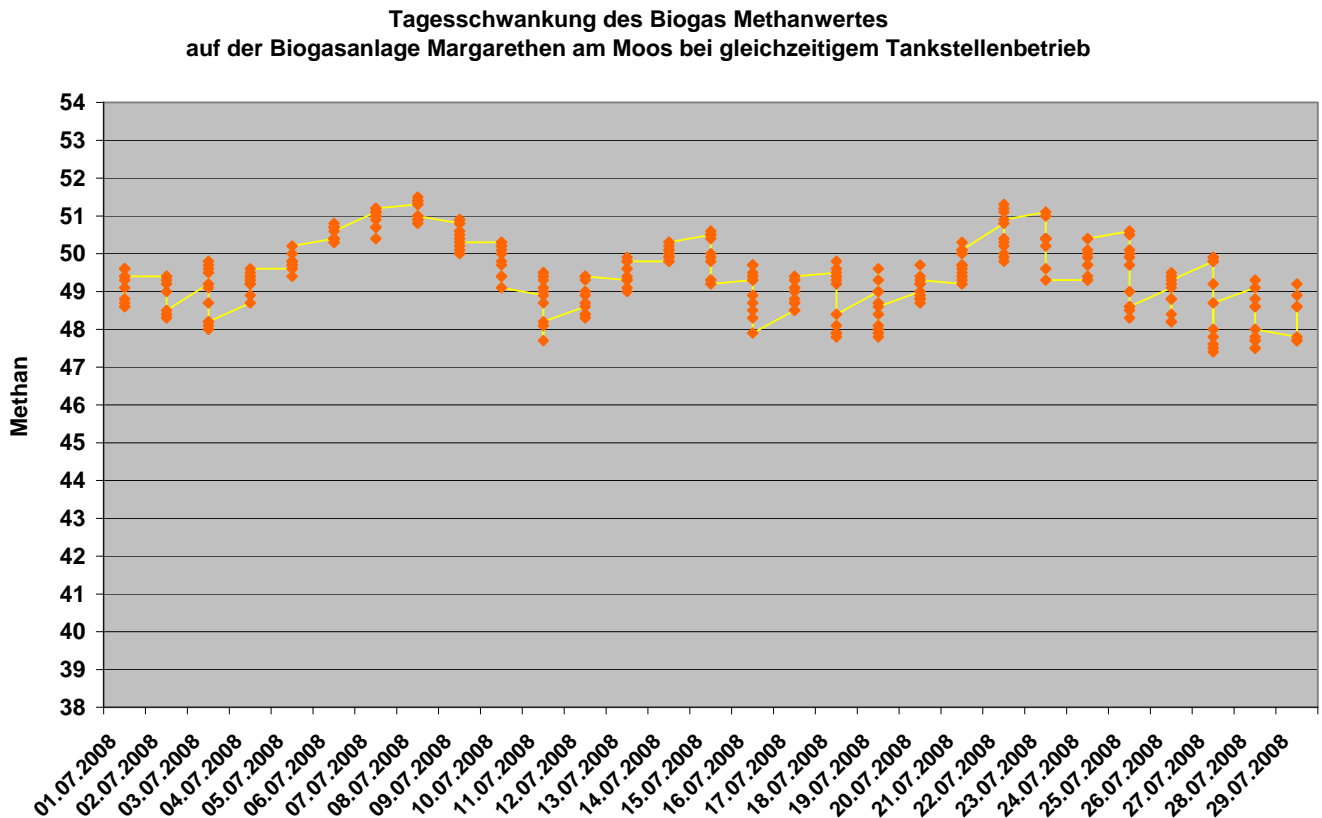


Über den Beobachtungszeitraum schwankte der Methangehalt täglich im Durchschnitt um 1-2 %, der Maximalwert wurde am 30.04.2008 mit einer Schwankung von 10 % erreicht. Es dauerte 3 Tage bis der Methanwert wieder auf 50 % anstieg.

Die Schwankung im Methanwert wird hauptsächlich von Substratumstellungen (Änderung der Input-Biomasse) ausgelöst, die immer wieder kurzzeitige suboptimale Verhältnisse zur Folge haben können. Weitere Gründe können das Auftreten von Schwimmschichten im Fermenter, oder eine verminderte mikrobielle Aktivität durch eine Verschlechterung der benötigten Umgebungsparameter wie pH-Wert, Fermentertemperatur, Nährstoffmangel, etc sein.

Weder das Blockheizkraftwerk noch die Gasaufbereitung waren aber in ihrer Funktion beeinträchtigt, da beide Systeme gesichert bis 40 % Methan ihre Leistung erbringen können.

**Abbildung 31: Sommer-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**



Der Methanverlauf im Sommer war sehr gleichmäßig und ist ein Zeichen für einen problemlosen Anlagenbetrieb. Die durchschnittliche Schwankung liegt nun unter 2 % und es gibt einen stabilen Wertebereich von 48 - 52 % Methan.

Aus den beiden Darstellungen des Methanverlaufes ergibt sich folgendes Bild:

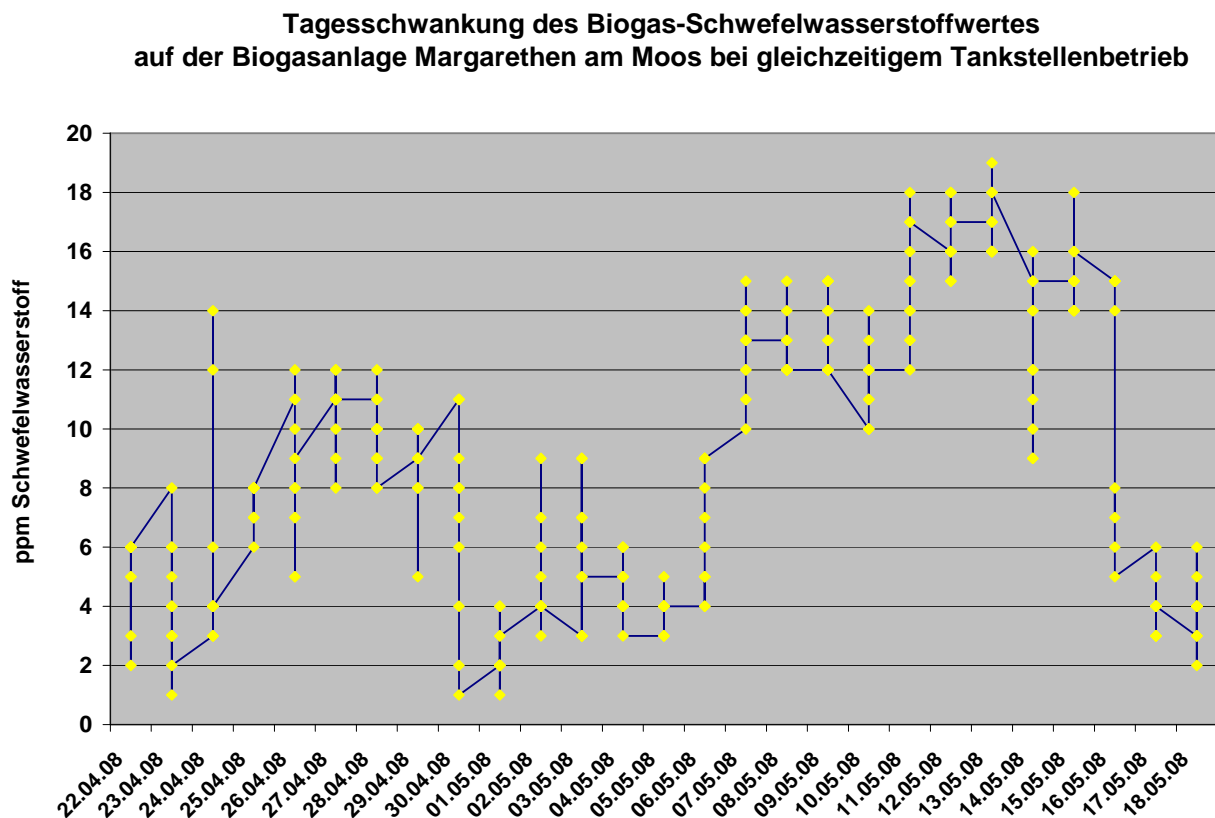
- der Methanwert der NAWARO-Biogasanlage Margarethen am Moos liegt im Normalbetrieb zwischen 48 % und 52 %
- durch (kurzfristige) Probleme in der Mikrobiologie kann der Methanwert auf 40 % sinken und dort einige Tage verbleiben
- die Gasaufbereitung muss demnach in der Lage sein, mit den niedrigsten zu erwartenden Methanwerten eine Grundversorgung der Tankstelle sicherzustellen. Dadurch ist die gewünschte Mindestlieferungsmenge von z.B.: 33 Nm<sup>3</sup> Biomethan auf den erwarteten Mindestwertmethanwert zu berechnen, da ansonsten bei jeder Unterschreitung des üblichen Methan-Wertebereiches die Gasaufbereitung samt Tankstelle nicht in Betrieb sein könnte

In weiterer Konsequenz ist darauf zu achten, dass die für das Blockheizkraftwerk benötigte Biogasqualität auch bei Tankstellenbetrieb erreicht wird, da die Verstromung in ihrer Verfügbarkeit nicht beeinträchtigt werden darf (siehe Abbildung 24).

### 3.5.3.2 Schwefelwasserstoffverlauf im Rohbiogas

Der Schwefelgehalt im Biogas ist wesentlich von den vergorenen Inputstoffen beeinflusst. In tierischen Eiweißen ist wesentlich mehr Schwefel enthalten als in den pflanzlichen Komponenten. Somit liegt die Schwefelbelastung in NAWARO Anlagen normalerweise im Bereich von 50 - 250 ppm H<sub>2</sub>S, während in Abfallvergärungsanlagen bzw. Anlagen mit einem hohen Anteil von tierischen Exkrementen deutlich höhere Konzentrationen (>500 ppm) auftreten können. Die angegebenen Wertebereiche werden mit einer aktiven Entschwefelung mittels Luftsauerstoff erreicht, die Gehalte im unbehandelten Biogas können >1.000 ppm liegen.

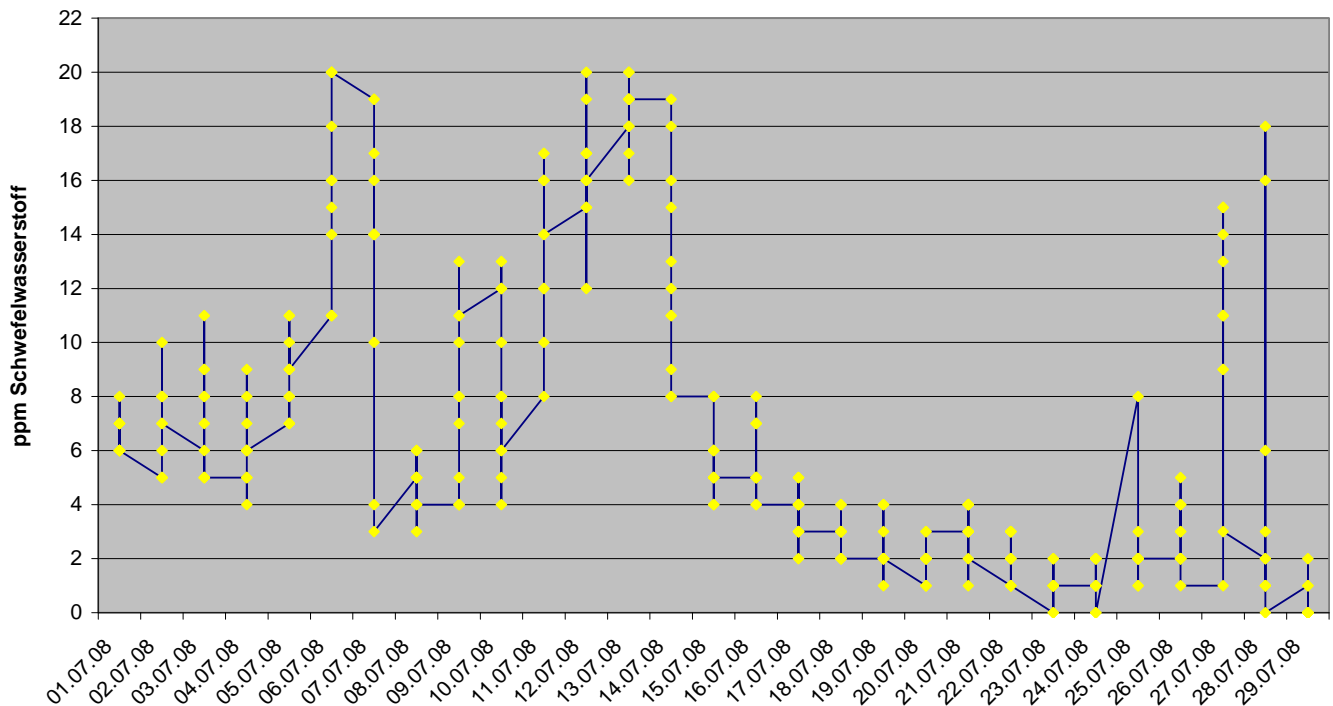
**Abbildung 32: Frühjahrs-Schwefelwasserstoffverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**



Über den Beobachtungszeitraum schwankte der H<sub>2</sub>S -Gehalt täglich im Durchschnitt um ca. 4 - 6 ppm. Als Entschwefelungsmittel wird anstelle der Luftenblasung das Mittel „Deuto-Clear Sulfo“ der Firma Lukeneder eingesetzt. Durch diese Flüssigkeit, die täglich direkt in den Fermenter zudosiert wird, konnte der Schwefelwasserstoffwert im Biogas auf <20 ppm gesenkt werden. Dieses Mittel wirkt auch auf Ammoniak, der immer als Antagonist zum Schwefelwasserstoff entsteht und ebenfalls als Zellgift bzw. stark korrosiv wirkt.

**Abbildung 33: Sommer-Schwefelwasserstoffverlauf im Rohgas der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**

**Tagesschwankung des Biogas-Schwefelwasserstoffwertes auf der Biogasanlage Margarethen am Moos bei gleichzeitigen Tankstellenbetrieb**



Analog zur Frühjahrmessung gab es auch im Sommermonat Juli Phasen mit etwas höheren Schwefelwerten bis 20 ppm gefolgt von einer Phase mit <5 ppm.

Aus den Messungen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

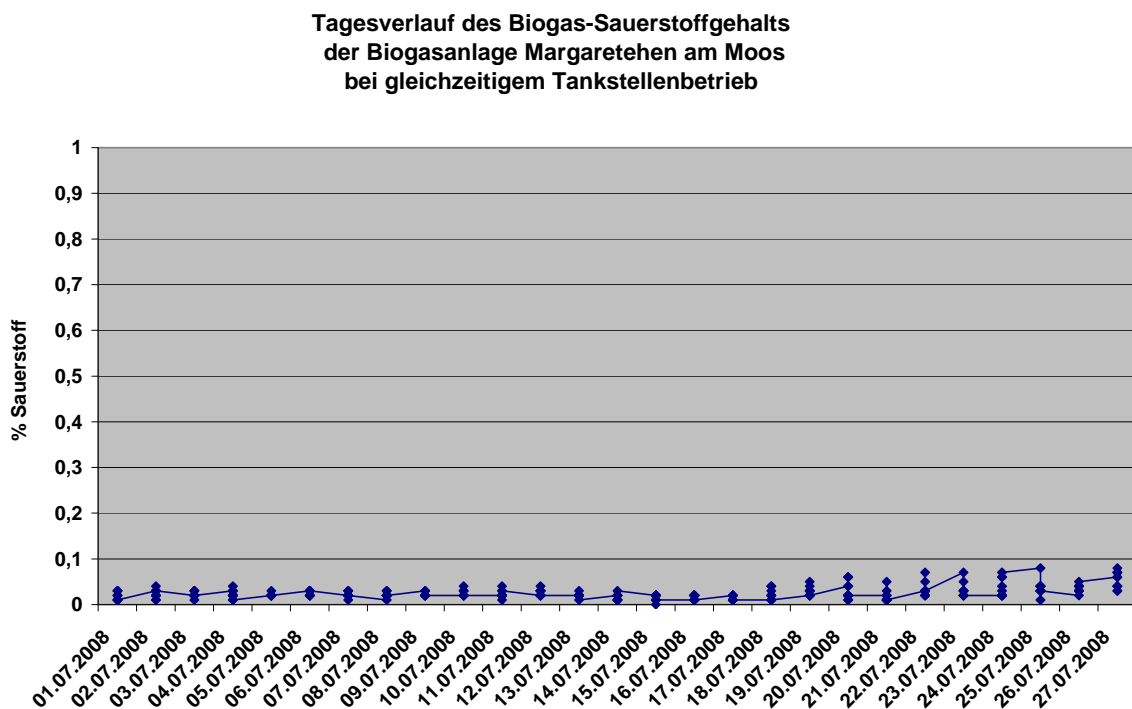
- Das in Margarethen am Moos eingesetzte Entschwefelungsmittel „Deuto-Clear Sulfo“ bewirkt außergewöhnlich niedrige Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas von <20 ppm
- Bei solch niedrigen Werten bedarf es keiner zusätzlichen Nachentschwefelung bei der Kraftstoffherstellung, dadurch kann das Biogas ohne zusätzliche Entschwefelungskosten aufbereitet werden

### 3.5.3.3 Sauerstoff-/Stickstoffverlauf im Rohbiogas

Der Sauerstoff-/Stickstoffwert im Biogas wird fast ausschließlich durch die externe Lufteinblasung zwecks Entschwefelung bestimmt. Nachdem das Verhältnis Sauerstoff/Stickstoff in der Luft 1:3,76 beträgt und ein Teil des Sauerstoffs in der Biogasanlage durch Mikroorganismen veratmet wird, steigt das Verhältnis auf ca. 1:>5 solange der Sauerstoffgehalt im Biogas <0,5 % beträgt. Eine minimale Luftmenge wird über die Biomasseeintragung in die Anlage eingebracht, diese ist in Margarethen aber vernachlässigbar.

Durch eine Umstellung auf eine chemisch-physikalische Entschwefelung, die bereits einige Monate vor der Inbetriebnahme der Tankstelle erfolgte, konnte der Luftanteil im Biogas in Margarethen am Moos auf ein Minimum beschränkt werden.

**Abbildung 34: Sauerstoffverlauf im Rohbiogas der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung)**



Durch die Abschaltung der Sauerstoffeinblasung kommen nur noch geringste Luftmengen in die Biogasanlage. Der Sauerstoffgehalt lag in der abgebildeten Periode immer unter 0,1 %, somit ist mit einem Stickstoffgehalt von 0,4 - 0,7 % zu rechnen. Die Summe aus Stickstoff und Sauerstoff liegt somit immer unter 1 % und beeinträchtigt die Gasaufbereitung in keiner Weise.

### 3.5.4 Die Reingasqualität

Biogas ist aufgrund mehrerer Faktoren in seiner Zusammensetzung für die direkte Anwendung als Kraftstoff ungeeignet:

- der Kohlendioxidanteil ist für eine Komprimierung zu hoch und würde zu Eisklumpenbildung im Tank führen, da Kohlendioxid unter Druck zu (Trocken-) Eis wird
- der Methanwert ist zu niedrig und würde eine beträchtliche Reichweitenverkürzung bewirken
- Die Schwefelgehalte liegen meist in Bereichen, die bei Verbrennungsmotoren Korrosionsprobleme herbeiführen können

Die Vorgabe an das produzierte Reingas waren daher wie folgt:

- das Gas muss den Qualitätsanforderungen für gasförmige Kraftstoffe gemäß der österreichischen Kraftstoffverordnung (417/2004) entsprechen
- weiters muss es die eigenständige Qualitätsdefinition der Marke methaPUR erfüllen unter dessen Namen und Logo das Gas vermarktet wird

#### 3.5.4.1 Die methaPUR Qualitätsdefinition

Um Kraftstoffe in Österreich auf den Markt zu bringen muss man die Österreichische Kraftstoffverordnung (BGBl. 417/2004) erfüllen. In Deutschland und anderen europäischen Ländern ist die DIN 51624 mit ihren Vorgaben verbindlich einzuhalten. Um eine klare Linie bei der Qualität des gereinigten Biogases zu verfolgen, wurde deshalb eine eigene Marke „methaPUR“ und mit ihr auch eine eigenständige international gültige Qualitätsanforderung definiert.

Es ist in diesem Zusammenhang wichtig, darauf hinzuweisen, dass es europaweit aufgrund lokaler Erdgasvorkommen eine stark schwankende Erdgaszusammensetzung gibt, die zu einer qualitativen Aufteilung der Erdgase in eine H- (high) Qualität und eine L- (low) Qualität geführt hat. Da das in Österreich verwendete Erdgas fast ausschließlich aus Russland stammt und ein H-Erdgas mit höchster Reinheit (>97 % Methan) darstellt, war es unser Bestreben, ein qualitativ möglichst hochwertiges biogenes Gas zu erzeugen, das sich vom russischen H-Erdgas nicht merklich unterscheidet.

Deswegen wurde der Mindestmethangehalt des methaPUR-Kraftstoffes mit 95 % festgesetzt. Dank dieser Vorgabe ist das gereinigte Biogas dem Erdgas in PKW-Reichweite und Motorleistung ebenbürtig. Dies ist besonders deshalb wichtig, da methaPUR preisgleich zu Erdgas vermarktet wird und daher auch qualitativ kein Unterschied bemerkbar sein soll.

**Abbildung 35: Übersicht über die Gasqualitäten von Biogas, methaPUR und Erdgas als Kraftstoff<sup>24</sup>**

Parameter	Biogas	Gesetzliche Mindestqualität lt. Kraftstoff-VO BGBL 417/04	methaPUR-Vorgaben	Erdgas f. KFZ - Anforderungen lt. DIN 51624 <sup>25</sup>
Relative Dichte <sup>1</sup>	k.A.	0,55 – 0,7	0,55 - 0,7	k.A.
Absolute Dichte	k.A.	k.A.	k.A.	0,72 – 0,91
Methan	50 – 70 %	k. A.	> 95 %	> 80 %
Kohlendioxid	26 – 50 %	k. A.	< 5 %	k.A.
Brennwert <sup>2</sup>	k.A.	30,2 – 47,2 MJ = ( 8,4 - 13,1 kWh)	>37,62 MJ >10,45 kWh	k.A.
Heizwert Erdgas <sup>3</sup>	k.A.	k.A.	>49 MJ/kg	> 45 MJ/kg
Wobbe Index <sup>4</sup>	k.A.	46,1 - 56,6 MJ/m <sup>3</sup> 12,8-15,7 kWh/m <sup>3</sup>	>49 MJ/m <sup>3</sup> >13,6 kWh/m <sup>3</sup>	k.A.
Schwefelwasserstoff <sup>5</sup>	500 - 2000 ppm	k. A.	< 10 ppm	< 7 mg/kg
Gesamtschwefel	k.A.	k.A.	k.A.	< 10 mg/kg
Mercaptanschwefel	k.A.	k.A.	k.A.	< 8 mg/kg
Wasser	Gesättigt	k. A.	Getrocknet	< 40 mg/kg
Stickstoff	< 1 %	k. A.	< 1 %	k.A.
Summe Stickstoff und CO <sub>2</sub>	k.A.	k.A.	k.A.	< 15 %
Sauerstoff	< 3 %	k. A.	< 1 %	< 3 %
Staub	Technisch frei	Technisch frei	Technisch frei	k.A.

<sup>1</sup>) Relative Dichte: Gewichtsverhältnis zu Luft

<sup>2</sup>) Der Brennwert eines Brennstoffes gibt die Wärmemenge an, die bei Verbrennung und anschließender Abkühlung der Verbrennungsgase auf 25 C, sowie deren Kondensation, freigesetzt wird

<sup>3</sup>) Der Heizwert gibt die bei der Verbrennung maximal nutzbare Wärmemenge ohne die Kondensationswärme des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes an

<sup>4</sup>) Der Wobbe Index errechnet sich aus dem Brennwert dividiert durch die Wurzel der relativen Dichte

<sup>5</sup>)H<sub>2</sub>S: 1 mg/m<sup>3</sup> = 0,706 ppm./1 ppm = 1,416 mg/m<sup>3</sup>

<sup>24</sup> <http://www.methapur.com/Kraftstoff.aufbereitung.php> (aufgenommen am 18.11.2008 um 14:00)

<sup>25</sup> Deutsches Institut für Normung, DIN 51624, Berlin 2008



### 3.5.4.2 Die Österreichische Kraftstoffverordnung

Die Österreichische Kraftstoffverordnung (BGBl. 417/2004) regelt die Qualität von

- Benzin
- Diesel (Ottokraftstoff)
- Erdgas und Biogas sowie deren Mischung
- und Pflanzenöl

als Kraftstoff.

Jeder in Österreich verwendete Kraftstoff muss die darin definierten Qualitätsmerkmale erfüllen. Ist ein Kraftstoff dort nicht erfasst, fehlt jede rechtliche Basis im Hinblick auf Gewährleistung und Garantie der Autohersteller. Eine Einhaltung der in der Kraftstoffverordnung festgeschriebenen Werte bedeutet hingegen, dass der Kraftstoff ohne jede weitere Freigabe für alle auf diesen Kraftstoff zugelassenen KFZ eingesetzt werden kann.

Es gibt somit auch keine Rechtsunsicherheit bezüglich des Einsatzes von Biogas als Kraftstoff, solange er die gesetzlichen Vorgaben für gasförmige Kraftstoffe einhält. Aus diesem Grund war es nicht nötig, die mit Biogas betankten Erdgas-KFZ einer eingehenden motorentechnischen Untersuchung zu unterziehen, da diese Erdgasmotore ja für alle gasförmige Kraftstoffe analog Kraftstoffverordnung freigegeben sind.

Ein weiteres Merkmal der Kraftstoffverordnung ist, dass die Anforderungen an gasförmige Kraftstoffe aus nur vier Parametern bestehen, nämlich:

- relative Dichte            0,55 - 0,7
- Brennwert                30,2 - 47,2 MJ/m<sup>3</sup>
- Wobbe Index            46,1 - 56,6 MJ/m<sup>3</sup>
- Staub                      technisch frei

Die relative Dichte ergibt sich aus dem spezifischen Gewicht der Gasinhaltsstoffe, der Brennwert wird über den Gehalt an Kohlenwasserstoffen bestimmt, der Wobbe Index wird rechnerisch ermittelt und ergibt sich aus der Division von Brennwert durch die Wurzel aus relativer Dichte. Die technische Staubfreiheit ist aufgrund der Genese von Biogas zweifelsfrei erfüllt. Die Kraftstoffverordnung lässt Erdgase ab einem Methangehalt von ca. 80 % zu und unterscheidet sich somit wesentlich von den Anforderungen zur Gasnetzeinspeisung.

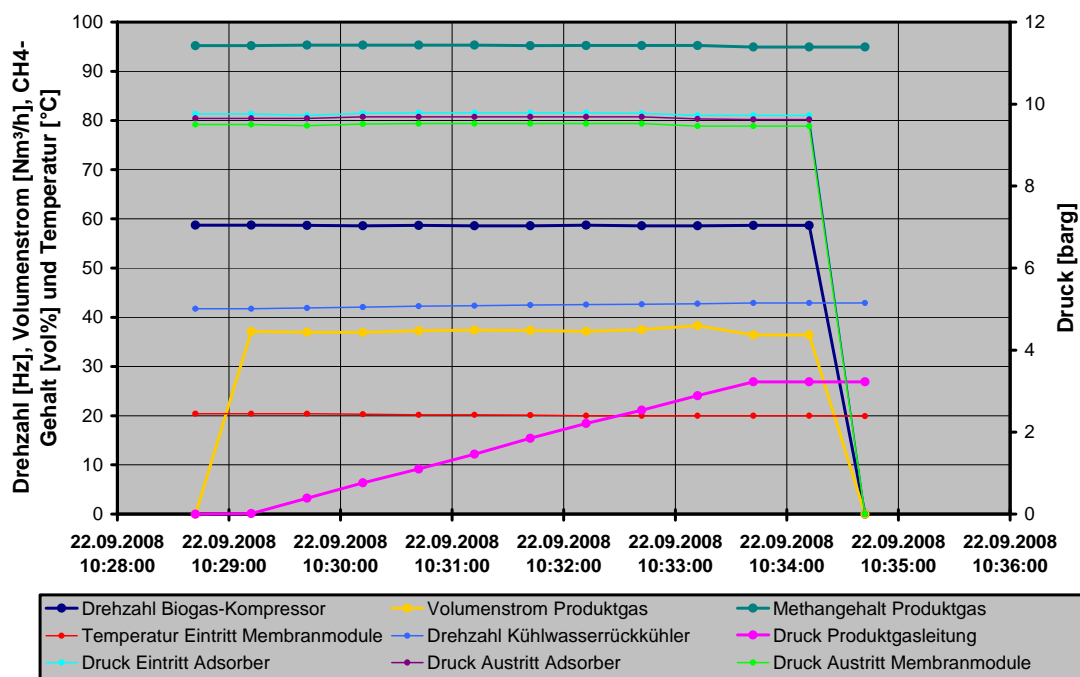
### 3.5.4.3 Start-Stop Verhalten der Gasaufbereitung<sup>26</sup>

Im Folgenden sollen kurz der Anlagenbetrieb sowie die daraus abgeleiteten Erfahrungen und Erkenntnisse dargestellt werden. Die Biogasaufbereitungsanlage wird mittels einer handelsüblichen SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) geregelt, welche auch die Aufzeichnung aller relevanten Daten verwaltet. Eine Auswahl dieser Daten wird an dieser Stelle präsentiert.

In Abbildung 36 ist exemplarisch ein Anfahrvorgang der Biogasaufbereitungsanlage dargestellt, wobei hier zur Ermittlung des dynamischen Anlagenverhaltens das Anlaufen des Hochdruckverdichters unterdrückt wurde. Dadurch entfällt die Gasabnahme durch den Verbraucher (die Biogas-Tankstelle) und die selbsttätige Abschaltung der Aufbereitungsanlage bei einem definierten Überdruck in der Produktgas-Lieferleitung (3,225 bar) kann dargestellt werden.

Es ist ersichtlich, dass nach dem Einschalten der Gaslieferung etwa 5 Minuten vergehen, ehe das Gasvolumen in der Lieferleitung auf diesen voreingestellten Druck komprimiert ist (das heißt, dass das vorhandene Niederdruck-Speichervolumen in der Rohrleitung erschöpft ist) und die Anlage abschaltet. Hierbei muss angemerkt werden, dass vor der Einschaltung der Gaslieferung die Aufbereitungsanlage bereits etwa 15 Minuten in Betrieb stand, um die üblichen Betriebstemperaturen sowie einen stationären Betriebszustand zu erreichen.

**Abbildung 36: Anfahrvorgang der Biogasaufbereitungsanlage bei gleichzeitiger Unterdrückung der Gasabnahme durch den Hochdruckverdichter am 22. September 2008<sup>26</sup>**

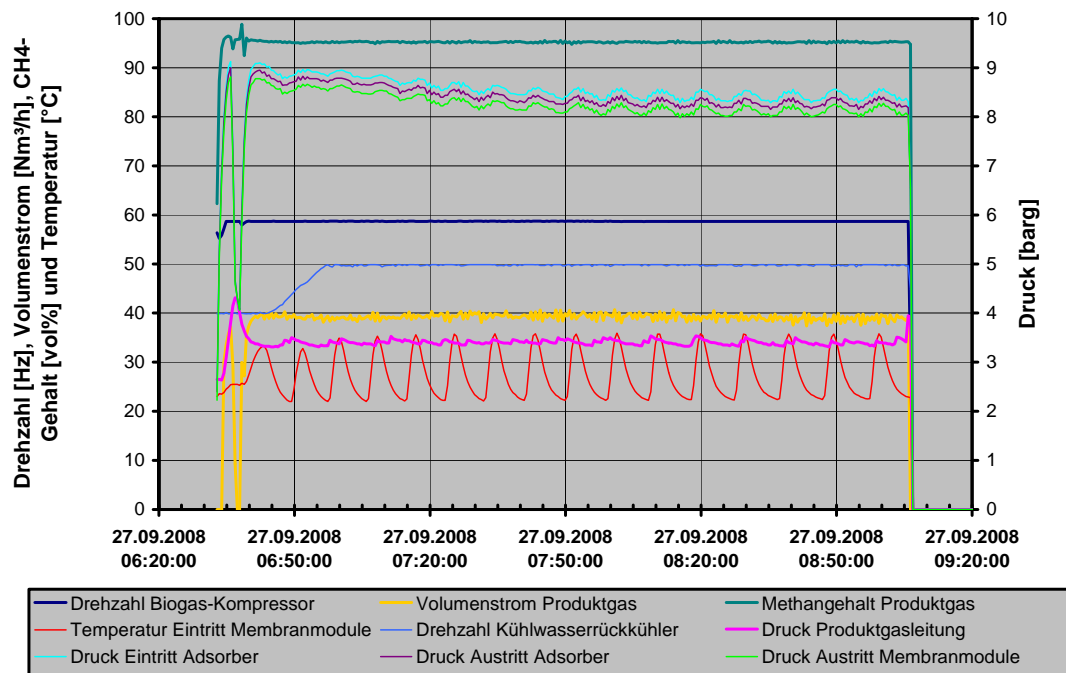


<sup>26</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.5.4.4 Befüllvorgang der Tankstelle<sup>27</sup>

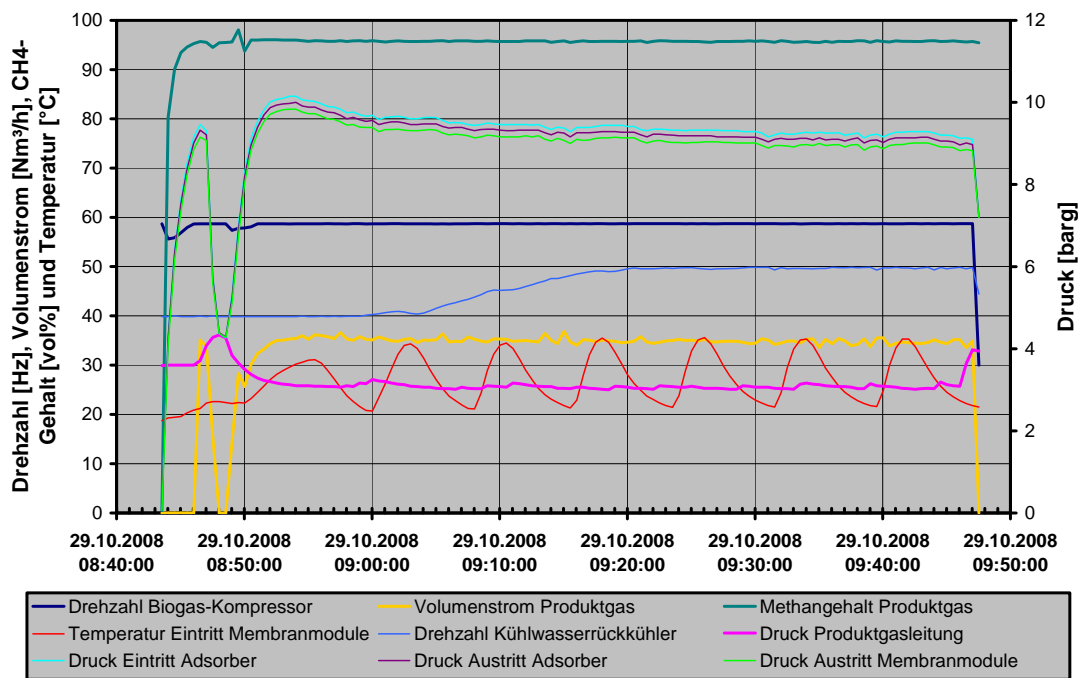
In Abbildung 37 sowie in Abbildung 38 sind zwei Betriebsphasen des Gesamtsystems Aufbereitungsanlage/Hochdruckverdichtung/Hochdruckspeicherung dargestellt. Es zeigt sich, dass nach Einschalten der Gaslieferung (nach Erreichen eines stationären Betriebszustand der Aufbereitungsanlage) aufgrund des großen Umschalt-Druckstoßes die Produktgasqualität kurzzeitig sinkt (auf knapp unter 94 % Methan) und die Lieferung wieder unterbrochen wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Regelparameter des Gasqualitäts-Regelkreises zu diesem Zeitpunkt noch nicht optimiert waren und der Regler für die Ausregelung des Sprunges etwas länger benötigte. Nach etwa einer Minute konnte dann wieder die erforderliche Qualität erreicht und die Lieferung von Produktgas aufgenommen und konstant beibehalten werden.

**Abbildung 37: Erster Befüllvorgang unter gleichzeitiger Nutzung des Hochdruckverdichters am 27. September 2008<sup>27</sup>**



<sup>27</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

Abbildung 38: Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage und Hochdruckverdichtung am 29. Oktober 2008<sup>28</sup>



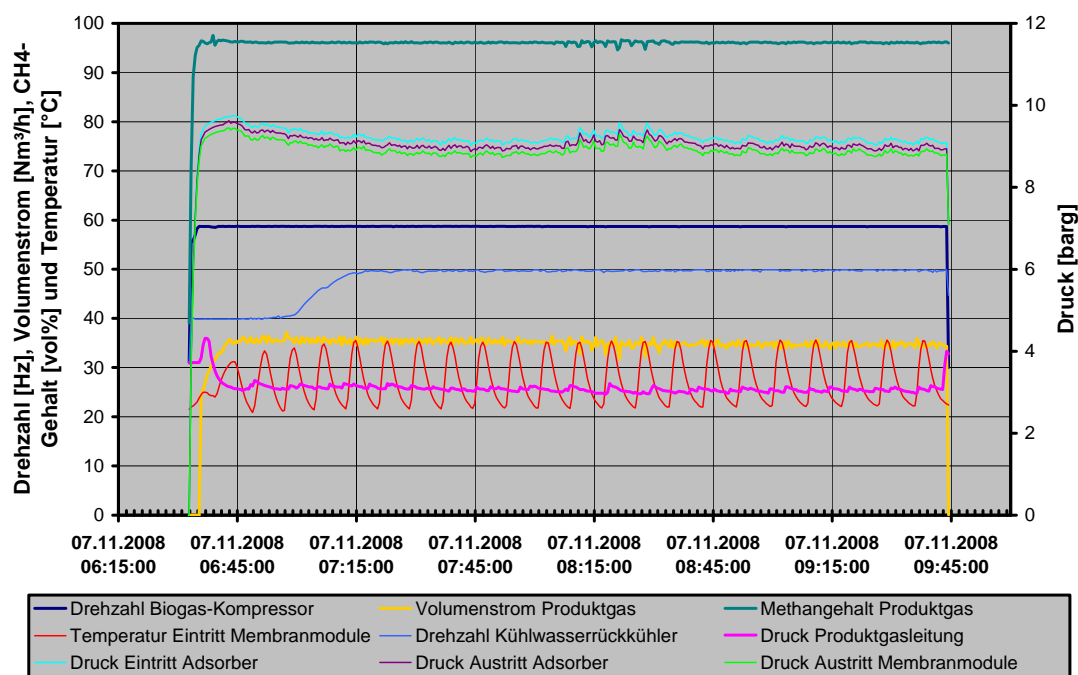
Im stationären Lieferbetrieb wird das Temperaturniveau des in die Membranmodule eintretenden Gasstromes durch die installierte Kühler/Heizer-Kombination geregelt und innerhalb definierter Grenzen gehalten. Dadurch bleiben auch alle anderen Parameter wie Gasdrücke, speziell aber Produktgasqualität und -quantität auf geregelt konstantem Niveau. Der Betrieb der Aufbereitungsanlage liefert dann so lange Produktgas nach, bis der Hochdruckspeicher vollständig befüllt ist und der Hochdruckverdichter abschaltet. Dadurch steigt dann der Druck in der Produktgas-Lieferleitung und auch die Aufbereitungsanlage wird abgestellt (hier bei 3,95 bar).

<sup>28</sup> Harasek, Michael. Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.5.4.5 Optimierter Befüllvorgang<sup>29</sup>

Abbildung 39 zeigt schließlich den typischen Betrieb der Gesamtanlage mit optimierten Regelparametern. Hier reagiert der Regler für die Produktgasqualität entsprechend schnell, sodass auch nach der Umschaltung von Rückspeisungs- auf Lieferbetrieb die Produktgasqualität nahezu konstant gehalten werden kann und ein durchgehender Lieferbetrieb zwischen Einschalt-Aufforderung und Füllstands-Abschaltung möglich ist. Der Methangehalt im Produktgas wird während des gesamten Lieferbetriebes durch die Regelung auf etwa 95,5 % (+/- 0,5 %) gehalten.

**Abbildung 39: Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage und Hochdruckverdichtung am 07. November 2008<sup>29</sup>**



Der bisherige Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage sowie die anfänglichen Versuche und Untersuchungen bestätigen, dass das geplante und erwünschte Anlagenverhalten erreicht werden konnte. Der Anfahrvorgang der Aufbereitung erfolgt sehr zügig, sodass bereits sehr kurze Zeit nach Anliegen einer Bedarfsanforderung der Anlagenzustand der Aufbereitungsanlage die Lieferung von Biomethan mit ausreichender Qualität zulässt. Die Regelung der Produktgasqualität vermag selbst bei schwankender Rohbiogaszusammensetzung die Qualität des produzierten Gases innerhalb der erforderlichen Spezifikationen zu halten. Bei der Regelung des Produktgas-Volumenstroms über den Frequenzumformer des Biogas-Kompressors sind noch Verbesserungen möglich, wobei aber auch hier bereits hohe Konstanz der Regelgröße zu erkennen ist. Die Summe der implementierten Regelkreise hält die Biogasaufbereitungsanlage in einem, für die Lieferung des Produktes methaPUR sehr gut geeigneten Betriebszustand.

<sup>29</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.5.4.6 Energiebedarf der Gasaufbereitung<sup>30</sup>

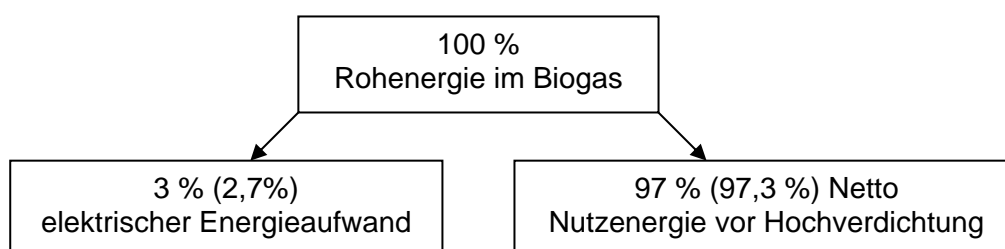
Im Folgenden sollen kurze Überlegungen hinsichtlich des Energiebedarfs der Biogasaufbereitungsanlage angestellt werden. Wobei angeführt werden muss, dass hier nur Daten aus der Aufbereitungsanlage selbst, nicht jedoch vom Hochdruckverdichter, berücksichtigt werden konnten.

In einem beobachteten Normalbetrieb lieferte die Aufbereitungsanlage etwa 36,6 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan mit einem Methangehalt von 95,2 %. Dieses Gas hat nach OENORM ISO6976 einen oberen Heizwert (Brennwert) von 10,50 kWh/Nm<sup>3</sup> (unterer Heizwert 9,46 kWh/Nm<sup>3</sup>). Damit errechnet sich der Leistungsinhalt des produzierten Gases zu 384 kW bezogen auf den oberen, und zu 346 kW bezogen auf den unteren Heizwert. Während dieses Versuchsbetriebes konnte die gesamte elektrische Leistungsaufnahme der Aufbereitungsanlage (Biogas-Kompressor, Kühlwasserrückkühler, elektrischer Schaltschrank und Sensoren) mit etwa 10,26 kW bestimmt werden.

Daraus folgt, dass für die Aufbereitung von Rohbiogas aus Margarethen am Moos (Zeitpunkt 22.09.2008) zum Produkt methaPUR bei einem Lieferdruck von 3,2 bar(g) etwa 2,7 % des Energieinhaltes des Produktgases bezogen auf den oberen Heizwert verbraucht wurden (3,0 % bezogen auf den unteren Heizwert). Würde die hierfür benötigte elektrische Energie mit einem lokalen BHKW (Gasmotor) erzeugt werden (elektrischer Wirkungsgrad von 38 %), so würden hierfür 7,0 % des produzierten Gases (beziehungsweise 7,8 % bei Berücksichtigung des unteren Heizwerts) verbraucht werden.

Damit ist ein Verbrauch an elektrischer Energie von 0,28 kWh/Nm<sup>3</sup> Biomethan, bzw. von 0,14 kWh/Nm<sup>3</sup> Rohbiogas mit einem Methangehalt von 50% für die Gasaufbereitung anzusetzen.. Der Vergleich mit alternativen Aufbereitungstechnologien zeigt, dass dieser Energieaufwand außerordentlich gering ist und die energetische Gesamteffizienz der Anlage dementsprechend als sehr gut zu bezeichnen ist. Für eine quantitative Bewertung der Gesamtanlage ist jedoch auch die elektrische Leistungsaufnahme des Hochdruckkompressors zu berücksichtigen.

**Abbildung 40: Energieeffizienz der Gasreinigung (eigene Darstellung)**



<sup>30</sup> Harasek, Michael, Miltner, Martin; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften AB Thermische Verfahrenstechnik & Simulation Getreidemarkt, 2008

### 3.5.4.7 Das Ergebnis der methaPUR Gasanalyse

Die für den Kraftstoff methaPUR festgelegte interne Mindestqualität liegt mit >95 % Methan und <10 ppm Schwefelwasserstoff deutlich über den gesetzlichen Anforderungen, und kann auch die in Deutschland gültige DIN 51624 ohne weiteres erfüllen. Eine Analyse dazu wird noch durchgeführt. Die Niederösterreichische Umweltschutzanstalt führte im Juni 2008 eine Analyse gemäß der Kraftstoffverordnung durch und bestätigt nachdrücklich, dass das gereinigte Biogas der methaPUR Qualitätsanforderung und somit der Kraftstoffverordnung entspricht.

**Abbildung 41: methaPUR Analyse nach Österreichischer Kraftstoffverordnung<sup>31</sup>**

Sauerstoff + Stickstoff	O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub>	0,34	Vol-%	Brennwert Hs [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	10.6780
				[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	38.4792
Methan	CH <sub>4</sub>	96,64	Vol-%	Heizwert Hi [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	9.6230
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	2,91	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	34.6776
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<0,001	Vol-%	Wobbeindex [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	13.9580
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<0,001	Vol-%	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	50.2989
i-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Absolute Dichte [kg/Nm <sup>3</sup> ]	0.7568
n-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0,001	Vol-%	Relative Dichte	0.585
i-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Spez. Gaskonstante Ri [J/kg K]	507.7
n-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0,001	Vol-%	Dynamische Viskosität (0 °C) [kg/ms]	0,11*10 <sup>-6</sup>
n-Hexan + n-Heptan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	<0,001	Vol-%		

Das untersuchte auf methaPUR Standard gereinigte Biogas hatte folgende Charakteristika:

- Das Gas enthält neben Methan keine anderen Kohlenwasserstoffe
- Der Methangehalt liegt mit 96,64 % klar über allen geforderten Grenzwerten
- Durch Verzicht auf die Entschwefelung mit Luft gibt es keine relevanten Verunreinigungen durch Sauerstoff oder Stickstoff (<0,5 %)
- Die relative Dichte ist innerhalb der vorgegebenen Bandbreite

Es kann somit anhand der vorliegenden Analyse eine Eignung des gasförmigen Kraftstoffes „methaPUR“ nach der österreichischen Kraftstoffverordnung nachgewiesen werden, da alle spezifischen Anforderungen erfüllt wurden. Es gibt in der Kraftstoffverordnung keine Vorgabe über die Prüfungshäufigkeit der Kraftstoffqualität, daher wird methaPUR nach einer internen Vorgabe zumindest 1 x jährlich durch ein externes Labor geprüft. Zusätzlich wird durch eine interne Qualitätssicherung die Gasqualität des gereinigten Biomethans durchgehend erfasst und dokumentiert. So ist es möglich, eine den höchsten Ansprüchen genügende Überwachung der Gasqualität bereitzustellen.

<sup>31</sup> NUA, Gasanalyse 1819 vom 04.07.2008, Maria Enzersdorf 2008

### 3.5.4.8 Vergleich der Qualitätsanforderungen zur Kraftstoffherstellung und zur Netzeinspeisung

Nachdem die Eignung des gereinigten Biogas als Kraftstoff nachgewiesen wurde stellt sich die Frage, inwieweit diese Qualität auch für eine Gasnetzeinspeisung geeignet wäre. Im Unterschied zur Kraftstoffverordnung ist die Qualitätsvorgabe an die Gasnetzeinspeisung über eine Richtlinie des Verbandes für das Gas- und Wasserfach definiert.

**Abbildung 42: Vergleich der Qualitätsanforderungen (eigene Darstellung)**

Parameter		ÖVGW 31 Gasnetzeinspeisung <sup>32</sup>	Österreichische Kraftstoff- verordnung	Analyse methaPUR
Relative Dichte		0,55-0,65	0,55-0,7	0,585
Brennwert		10,7-12,8 kWh/m <sup>3</sup>	8,4-13,1 kWh/m <sup>3</sup>	10,7 kWh/m <sup>3</sup>
Wobbe-Index		13,3-15,7 kWh/m <sup>3</sup>	12,8-15,7 kWh/m <sup>3</sup>	13,96 kWh/m <sup>3</sup>
Kohlenwasserstoffe: Kondensationsdruck		Max. 0 °C bei Betriebsdruck	k.A.	k.A.
Wasser: Kondensationsdruck		Max. -8 °C bei einem Betriebsdruck von 40 Bar	k.A.	k.A.
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	<0,5 %	k.A.	<0,34 %
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	<2 %	k.A.	2,91 %
Stickstoff	N <sub>2</sub>	<5 %	k.A.	<0,34 %
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	<4 %	k.A.	k.A.
Gesamtschwefel	S	10 mg S/m <sup>3</sup> (auf Dauer) 30 mg S/m <sup>3</sup> (im Schnitt)	k.A.	< 28 mg S/m <sup>3</sup> (Rohgas)
Mecaptanschwefel		< 6 mgS/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.
Schwefelwasserstoff	H <sub>2</sub> S	< 5 mg/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.
Kohlenstoffoxidsulfid	COS	< 5 mg/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.
Halogenverbindungen		0 mg/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.
Ammoniak	NH <sub>3</sub>	Technisch frei	k.A.	k.A.
Fest- Flüssigbestandteile		Technisch frei	k.A.	k.A.
Staub			Technisch frei	Technisch frei

<sup>32</sup> Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, Richtlinie G 31 „Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit“, Wien, 2001



Vergleicht man die Qualitätsanforderungen der Gaseinspeisung mit denen der Kraftstoffherstellung, so fällt auf, dass die Anforderungen der Gaseinspeisung deutlich restriktiver ausgefallen sind. So sind dort 16 Gasparameter einzuhalten, während es beim Kraftstoff nur 4 Parameter sind. Weiters hat die Gasmessung bei der Gaseinspeisung regelmäßig zu erfolgen, während es bei der Kraftstoffherzeugung überhaupt keine diesbezüglichen Vorgaben gibt.

Die vorliegende methaPUR Analyse erfüllt folgende Anforderungen der ÖVGW G31:

- Relative Dichte
- Brennwert und Wobbe Index
- Max. Sauerstoff- und Stickstoffgehalte
- Die Anforderungen für Schwefelwasserstoff werden mit den im Biogas gemessenen niedrigen Werten <20 ppm erfüllt

Lediglich der Grenzwert für Kohlendioxid mit <2 % wird mit 2,9 % überschritten. Mit einer geringfügig längeren Verweilzeit in den Membranen und einem damit verbundenen niedrigeren Durchsatz könnte diese Qualitätsvorgabe sicherlich erreicht werden. Über die Einhaltung der anderen, von der ÖVGW G31 geforderten aber zurzeit nicht gemessenen Parameter kann keine gesicherte Aussage getroffen werden. Es ist aber zu erwarten, dass diese Werte bereits jetzt eingehalten werden.

Die in Margarethen am Moos einstufig ausgeführte Gasaufbereitung erfüllt somit die Kraftstoffverordnung in allen Parametern, während es zur Erfüllung der ÖVGW G31 eines geringen Adaptierungsaufwandes (geringere Durchsatzleistung) bedarf.

Die Hemmnisse hinsichtlich der Gasnetzeinspeisung stellen andere Faktoren dar:

- Anschlusskosten ans Gasnetz
- Nur geringe Gasabnahme im Sommer
- Hohe Messkosten wegen der vielfältigen Parameter
- Problem der Ausgleichsenergie (Zu viel eingespeistes Gas wird geringer bezahlt, zu wenig eingespeistes Gas wird pönalisiert)
- Hohe Durchleitungsgebühren (analog zur Stromeinspeisung) verteuern lokal eingespeiste Gasmengen

## **3.6 Flottenbetrieb<sup>33</sup>**

Die interessantesten Faktoren des Flottenbetriebes stellen das aktuelle Angebot an Fahrzeugen, etwaige Fördermöglichkeiten für Interessenten, sowie die Wartungsaufwendungen für Erdgas-/Biogasfahrzeuge dar.

### **3.6.1 Fahrzeugliste<sup>33</sup>**

Wie schon im Kapitel 3.2 angeführt, wurden alle am österreichischen Markt erhältlichen Erdgasautos erhoben. Die Erhebung erfolgte durch Kooperationen mit wien.gas, erdgas oö, durch eigene Recherchen und durch Kontakt zu den namhaften Autoherstellern.

Bei folgenden Generalvertretungen haben wir für den Privatbereich betreffend Serienmodelle angefragt (Oktober 2007). Die Ausführungen nach der Markennennung spiegeln die Auskünfte der Generalvertretungen wider. Von manchen Herstellern haben wir trotz Urgenz keine Infos erhalten.

Eine interessante Erkenntnis, die durch den Kontakt zu den Autoherstellern gewonnen wurde, ist, dass scheinbar nicht alle verfügbaren Erdgasauto-Typen am österreichischen Automarkt erhältlich sind. Teilweise wussten Generalvertreter/Autohändler nicht von der Existenz der angefragten Fahrzeuge.

---

<sup>33</sup> Das gesamte Kapitel 3.6 stammt von Stefan Hiller, AGRAR PLUS, Laa/Thaya 2008

**Abbildung 43: Rückmeldungen verschiedener Autohersteller auf Erdgasautoanfrage<sup>34</sup>**

Marke	Text der Rückmeldung
Chevrolet	„In Österreich werden keine flüssiggasbetriebenen Chevrolet-Fahrzeuge angeboten. In Deutschland und der Schweiz, wo die Nachfrage gegeben ist, gibt es flüssiggasbetriebene Modelle <a href="http://www.chevrolet.de/modelle/modelle-fluessiggas.html">http://www.chevrolet.de/modelle/modelle-fluessiggas.html</a> In absehbarer Zeit ist eine Markteinführung in Österreich nicht vorgesehen“
Citroen	Citroen bietet die Modelle Berlingo Kombi, Berlingo Kastenwagen und C3 mit bivalentem Benzin/Erdgas-Antrieb an
Ford	„Leider befinden sich die von Ihnen gewünschten Unterlagen für den österreichischen Markt noch in Bearbeitung. Daher müssen wir Sie leider auf Ende Oktober / Anfang November vertrösten. Selbstverständlich werden wir Sie sobald wie möglich informieren. Bitte haben Sie bis dahin noch etwas Geduld.“ Leider sind trotz Urgenz keine weitere Unterlagen eingetroffen
Honda	„Auf dem österreichischen Markt bietet Honda allerdings keine Erdgasfahrzeuge an und auch eine Umrüstung ist vom Hersteller nicht freigegeben, dh sämtliche Garantieansprüche würden erlöschen. In Europa konzentriert sich Honda auf Hybridantrieb und wird neben dem Civic Hybrid (Verbrauch 4,9 l/100 km, 109 g/km CO2-Emissionen) im Jahr 2009 ein weiteres Hybridmodell eingeführt. Als weiteren Schritt für eine saubere Umwelt sehen wir den Brennstoffzellen-Antrieb als DIE Antriebstechnik der Zukunft.“
Mercedes-Benz	Persönlicher Kontakt zu Hrn. Hosinger, Fa. Pappas und Verweis auf <a href="http://www.pappas.at/unternehmen/umwelt/alternative_antriebe.htm">http://www.pappas.at/unternehmen/umwelt/alternative_antriebe.htm</a>
Nissan	NISSAN Fahrzeuge, die für einen Erdgaseinsatz schon vorbereitet sind, sind auf dem europäischen Markt zur Zeit noch nicht erhältlich
Renault	„Renault ist bestrebt den CO2 Ausstoß weiter zu reduzieren, indem die Modellpalette um Konzepte mit alternativen Antrieben mit Bio-Ethanol (E85), Biodiesel (B30) und ab 2010 mit Elektromotor (also kein Hybrid) erweitert wird. Wann diese Technologien in Österreich verfügbar sein werden, steht heute noch nicht fest. Ein mit Erdgas betriebenes Fahrzeug hat Renault zur Zeit nicht im Programm.“
keine Auskunft	Audi, BMW, Daimler-Chrysler, Opel, Peugeot, Saab, Seat
Skoda	Keine Erdgasfahrzeuge im Programm
Toyota	„Toyota bietet im Moment ab Werk keine PKW oder Nutzfahrzeugmodelle an, die mit Erdgas betrieben werden können. Uns sind im Moment auch keine Planungen über neue Modelle mit Erdgasantrieb bekannt. Wir können Sie jedoch darauf hinweisen, dass einer unserer Toyota Partner - das Autohaus Karl Graggaber - den TOYOTA RAV4 für den CNG-Betrieb umrüstet.“
Volkswagen	„Unter folgendem Link finden Sie alle Informationen zu unseren Caddy Eco Fuels <a href="http://www.vw-nutzfahrzeuge.at/nutzfahrzeuge/caddy/highlights/ecofuel/?rel=statBanner_CaddyEcoFuel">http://www.vw-nutzfahrzeuge.at/nutzfahrzeuge/caddy/highlights/ecofuel/?rel=statBanner_CaddyEcoFuel</a> “

<sup>34</sup> Hiller, Stefan, AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008




Die Fahrzeugliste, die auch allgemeinen Informationstext über die Biogastankstelle enthält, dient unter anderem als Informationsgrundlage bei Anfragen und lag bei diversen Veranstaltungen auf. Mittlerweile hat sich die Website [www.erdgasautos.at](http://www.erdgasautos.at) etabliert, wo aktuelle Informationen über Erdgasfahrzeuge zu finden sind. Die Fahrzeugliste wurde daher nicht mehr aktualisiert.<sup>35</sup>

**Abbildung 44: Serien-Erdgasautos in Österreich mit Stand 10. 2007<sup>36</sup>**

	Marke, Leistung, Tankinhalt, Verbrauch, Grundpreis		Marke, Leistung, Tankinhalt, Verbrauch, Grundpreis
	<b>Citroen Berlingo, Family 1,4 bivalent</b> Erdgasbetrieb: 68 PS, Benzinbetrieb: 75 PS 13,3 kg Erdgas, 55 l Benzin 6,1 kg / 100 km, 7,8 l / 100 km € 20.950,- Inkl. MwSt.		<b>Opel Zafira 1,6 CNG monovalent plus</b> Erdgasbetrieb: 94 PS 21 kg Erdgas, 14 l Benzin 5,0 kg / 100 km € 25.010,- Inkl. MwSt.
	<b>Citroen Berlingo CNG Kastenwagen,</b> Erdgasbetrieb: 68 PS, Benzinbetrieb: 75 PS 13,3 kg Erdgas, 55 l Benzin 6,1 kg / 100 km, 7,8 l / 100 km € 16.176,- Inkl. MwSt.		<b>Opel Zafira Van monovalent plus</b> Erdgasbetrieb: 94 PS 21 kg CNG, 14 l Benzin 5 kg / 100 km € 25.566,- Inkl. MwSt.
	<b>Citroen C3 bivalent</b> Erdgasbetrieb: 67 PS, Benzinbetrieb: 73 PS 10 kg Erdgas 45 l Benzin 4,95 kg / 100 km, 6,5 l / 100 km € 17.490,- Inkl. MwSt.		<b>Peugeot Partner Profi Erdgas</b> Erdgasbetrieb: 68PS, Benzinbetrieb: 75PS 14 kg Erdgas, 55 l Benzin 6,5 kg / 100 km, 7,8 l / 100 km, € 15.444,- Inkl. MwSt.
	<b>Fiat Doblo Natural Power</b> Erdgasbetr.: 92 PS, Benzinbetrieb: 103 PS 21 kg Erdgas 60 l Benzin 6,3 kg / 100 km, 9,2 l / 100 km € 17.500,- Inkl. MwSt.		<b>Renault Kangoo Express Erdgas *</b> Erdgasbetrieb: 82 PS, Benzinbetrieb: 82 PS 13 kg Erdgas, 50 l Benzin 6,1 kg / 100 km, 7,8 l / 100 km € 14.436,- Inkl. MwSt.
	<b>Fiat Doblo Cargo Natural Power</b> Erdgasbetrieb: 92PS, Benzinbetrieb: 103PS 21 kg Erdgas, 60 l Benzin 6,3 kg / 100 km, 9,2 l / 100 km € 16.188,- Inkl. MwSt.		<b>Renault Kangoo 1,6 Erdgas *</b> Erdgasbetrieb: 82PS, Benzinbetrieb: 82PS 13 kg Erdgas, 50 l Benzin 5,7 kg / 100km, 7,5 l / 100km € 19.922,- Inkl. MwSt.

<sup>35</sup> Hiller, Stefan, AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

<sup>36</sup> [www.erdgasautos.at](http://www.erdgasautos.at), (abgerufen am 04.10.2007)

	<b>Marke, Leistung, Tankinhalt, Verbrauch, Grundpreis</b>		<b>Marke, Leistung, Tankinhalt, Verbrauch, Grundpreis</b>
	<b>Fiat Punto Natural Power</b> Erdgasbetrieb: 52 PS, Benzinbetrieb: 60 PS 11 kg Erdgas, 47 l Benzin 4,3 kg / 100 km, 6,6 l / 100 km € 14.200,- inkl. MwSt.		<b>Toyota RAV4 2,0 CNG Infinite *</b> Erdgasbetrieb: 135 PS, Benzinbetrieb: 156 PS 18 kg Erdgas, 80 l Benzin 6 kg / 100 km, 9 l / 100 km ca. 31.500,- inkl. MwSt
	<b>Fiat Multipla Natural Power</b> Erdgasbetrieb: 92 PS, Benzinbetr.: 103 PS 26,5 kg Erdgas, 38 l Benzin 6,3 kg / 100 km, 9,1 l / 100 km, € 23.990,- inkl. MwSt.		<b>Volvo XC 90 3,2 CNG Infinite *</b> Erdgasbetrieb: 210 PS, Benzinbetr.: 238 PS 18 kg Erdgas, 80 l Benzin 9 kg / 100 km, 13,5 l / 100 km ca. 60.000,- inkl. MwSt.
	<b>Fiat Panda Natural Power</b> Erdgasbetrieb: 52 PS, Benzinbetrieb: 60 PS 13 kg Erdgas, 30 l Benzin 4,2 kg / 100 km, 6,2 l / 100 km € 13.900,- inkl. MwSt.		<b>VW Caddy Life EcoFuel</b> Erdgasbetrieb: 109 PS 26 kg Erdgas, 13 l Benzin 6,4 kg / 100 km € 23.775,- inkl. MwSt.
	<b>Ford Focus C-Max CNG *</b> Erdgasbetrieb: 126 PS, Benzinbetr.: 145 PS 18 kg Erdgas, 55 l Benzin 6,1 kg / 100 km, 7,3 l / 100 km € 26.582,- inkl. MwSt.		<b>VW Caddy EcoFuel</b> Erdgasbetrieb: 109 PS 26 kg Erdgas, 13 l Benzin 5,9 kg / 100 km € 17.171,- inkl. MwSt.
	<b>Ford Focus CNG 5-Türer *</b> Erdgasbetrieb: 126 PS, Benzinbetr.: 145 PS 18 kg Erdgas, 55 l Benzin 5,9 kg / 100 km, 7,1 l / 100 km, € 25.002,- inkl. MwSt.		<b>VW Touran EcoFuel *</b> Erdgasbetrieb: 109 PS 18 kg Erdgas, 13 l Benzin 5,9 kg / 100 km € 25.938,- inkl. MwSt.
	<b>Ford Focus CNG 3-Türer *</b> Erdgasbetrieb: 126 PS, Benzinbetrieb: 145 PS 18 kg Erdgas, 55 l Benzin 5,9 kg / 100 km, 7,1 l / 100 km € 25.070,- inkl. MwSt.		<b>VW T5 Kastenwagen div. Modelle *</b> Erdgasbetrieb: 116 PS 12 – 34 kg 6,26 kg / 100 km, 8,2 l / 100 km € 29.975,-, inkl. MwSt.
	<b>Ford Transit CNG div. Varianten *</b> , Erdgasbetrieb: 130 PS, Benzinbetr.: 145 PS 26 – 30 kg Erdgas, 80 l Benzin, 8,7 kg / 100 km, 11,4 l / 100 km € 32.196,- inkl. MwSt.		<b>VW T5 Multivan div. Modelle *</b> Erdgasbetrieb: 116 PS 14,3 – 17 kg 7,9 kg / 100 km, 10,5 l / 100 km € 36.038,- inkl. MwSt.
	<b>Iveco Daily CNG div. Varianten</b> Erdgasbetrieb: 136 PS 35,4 – 48,6 kg Erdgas 12 kg / 100 km € 40.282,- inkl. MwSt.	<b>Demnächst erhältlich:</b>  	
	<b>Mercedes-Benz E 200 NGT</b> Erdgasbetrieb: 163 PS, Benzinbetr.: 163 PS 18 kg Erdgas, 65 l Benzin 6,1 kg / 100 km, 9,3 l / 100 km € 48.571,- inkl. MwSt.		
	<b>Opel Combo 1,6 CNG monovalent plus</b> Erdgasbetrieb: 94 PS 19 kg Erdgas, 14 l Benzin 4,8 kg / 100 km, € 18.711,- inkl. MwSt.		
	<b>Opel Combo 1,6 CNG Kastenwagen</b> Erdgasbetrieb: 94 PS 19 kg Erdgas, 14 l Benzin 4,8 kg / 100 km € 17.239,- inkl. MwSt.		

### 3.6.2 Die methaPUR-Flotte<sup>37</sup>

Mit Stand November 2008 besteht die auf der Tankstelle Margarethen am Moos registrierte methaPUR-Flotte aus folgenden Fahrzeugen:

Abbildung 45: Die methapur Flotte<sup>37</sup>

Marke	Type	Anzahl	Serienmodell	Umrüstung
Chevrolet	Captiva	1		x
Fiat	Panda	2	X	
Mercedes	B	1	X	
Opel	Combo	1	X	
	Vivaro	1	X	
	Zafira	3	X	
Volkswagen	Cady	5	X	
	Touran	4	X	
Gesamt		18	17	1

Durch die Preisentwicklung am Benzin- Dieselmart war ein merklicher Anstieg an Anfragen zu verzeichnen.

### 3.6.3 Margarethener Erklärung

Der Grundgedanke der „Margarethener Erklärung“ ist die Anerkennung der Autohersteller von methaPUR-Biogas als Treibstoff für ihre Fahrzeuge. Die Qualität von methaPUR-Biogas entspricht den Vorgaben der österreichischen Kraftstoffverordnung und stellt somit keinen undefinierten Kraftstoff dar.

Die Erklärung wurde an alle Hersteller, die Erdgasfahrzeuge am österreichischen Markt anbieten, gesandt. Bis dato liegen die meisten noch zur Bearbeitung in den Mutterwerken der Hersteller.

Bisher hat lediglich Ford seine Zustimmung zur Margarethener Erklärung erteilt.

---

<sup>37</sup> Hiller, Stefan, AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

Abbildung 46: Die Margarethener Erklärung<sup>38</sup>



## Margarethener Erklärung

Biogas als Treibstoff ist ein entscheidender Beitrag zum schadstoffarmen und klimaneutralen Verkehr. methaPUR ist der Markenname der direkten Anwendung von Biogas als Treibstoff und hat laut Herstellerangaben folgende Mindestqualität:

Inhaltstoff/Parameter		Kraftstoffverordnung 417/2004	NUA-Prüfbericht Nr. A-1819-1/1-2008	Eigenverpflichtung methaPUR
Methan	CH <sub>4</sub>	k. A.	96,64 %	> 95 %
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	k. A.	2,91 %	< 5 %
Sauerstoff + Stickstoff	O <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>	k. A.	0,34 %	< 2 %
Schwefelwasserstoff	H <sub>2</sub> S	k. A.	k. A.	< 10 ppm
Relative Dichte		0,55 - 0,7	0,585	0,55 - 0,7
Brennwert in MJ/Nm <sup>3</sup>		30,2 - 47,2	38,48	> 34,2
Wobbe Index in MJ/Nm <sup>3</sup>		46,1 - 56,6	50,3	> 46,1
Wasser	H <sub>2</sub> O	k. A.	k. A.	getrocknet
Staub			technisch frei	

Wir, die Unterzeichnenden, erklären, dass methaPUR auf Basis der Gaseigenschaften lt. obiger Tabelle ohne Einschränkungen als Treibstoff in Erdgasautos zugelassen ist. Diese Zusage gilt solange die jährlich von einer zulässigen Fachperson/Fachanstalt gemessenen Eigenschaften der österreichischen Kraftstoffverordnung in der jeweils gültigen Fassung entsprechen.



CNG-Technik GmbH

*14. August 2008* *K. Hiller*

Datum, Unterschrift

Für andere Hersteller ist die österreichische Kraftstoff-Verordnung nicht sehr relevant. Es wurde auf die Anforderungen der DIN 51624 - „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren“ (siehe Abbildung 35) verwiesen. Aktuell läuft eine Anfrage bei der NUA GmbH bezüglich der Untersuchung von methaPUR nach der DIN 51624.<sup>39</sup>

<sup>38</sup> Hiller, Stefan; Laa Thaya, 2008

### 3.6.4 Fördermöglichkeiten für Privatpersonen<sup>39</sup>

Betreffend Finanzierungsmöglichkeiten hat sich während der Projektlaufzeit manches bewegt. Speziell von den Bundesländern wurden Förderungen für Privatpersonen, die sich Fahrzeuge mit Alternativantrieben kaufen, geschaffen.

Das Land Niederösterreich beispielsweise fördert seit 01.01.2008 neue Fahrzeuge mit Alternativantrieb bzw. die Umrüstung neuer Fahrzeuge auf Alternativantrieb mit einem verlorenen Zuschuss in der Höhe von max. € 700,--. Genauere Infos gibt es auf der Landes-Website.<sup>40</sup>

Das Land Niederösterreich war mit dieser Initiative Vorreiter in Österreich. Eine Emailumfrage Ende April 2008 ergab, dass in keinem weiteren Bundesland eine vergleichbare Aktion bestand. Anfang Oktober 2008 startete schließlich das Land Salzburg eine Förderaktion für erneuerbare, alternative Antriebe. Genauere Infos gibt es auf der Landes-Website.<sup>41</sup>

Eine ähnliche Förderung gibt es seit 01. August 2008 in Oberösterreich. Hier wird nicht speziell auf alternative Antriebe sondern auf schadstoffarme und E-Fahrzeuge eingegangen. Infos unter der Website des Landes OÖ<sup>42</sup>.

Von den restlichen Bundesländern konnten leider keine Informationen über geplante Förderaktionen für alternative Fahrzeuge gefunden werden. Neben Förderungen durch die Bundesländer wird beispielsweise von Raiffeisen ein spezielles Leasing-Angebot für Erdgasfahrzeuge offeriert.<sup>43</sup> Auf Angebote dieser Art wird im Bericht nicht näher eingegangen, da die Abwicklung je nach Anforderung unterschiedlich sein kann.

---

<sup>39</sup> Hiller, Stefan; AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

<sup>40</sup> <http://www.noel.gv.at/Umwelt/Energie/Energiefoerderung-Privat/alternativantriebfoerderung.html> (gesehen: 24.11.2008, 18.00 Uhr)

<sup>41</sup> <http://www.salzburg.gv.at/th/ve/energie.htm> (gesehen: 24.11.2008, 18.04 Uhr)

<sup>42</sup> [http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-4694FFFC-73D21F66/ooe/hs.xsl/75885\\_DEU\\_HTML.htm](http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-4694FFFC-73D21F66/ooe/hs.xsl/75885_DEU_HTML.htm) (gesehen: 24.11.2008, 18.19 Uhr)

<sup>43</sup> <http://www.raiffeisen-leasing.at/partner0.html>, (gesehen am 26.11.2008, 10.00 Uhr)



### 3.6.5 Fördermöglichkeit für Betriebe<sup>44</sup>

Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Lebensministerium) hat das **klima:aktiv mobil** Beratungsprogramm „Mobilitätsmanagement in Betrieben“ gestartet. Dieses Programm ist ein Kernstück des neuen Schwerpunktprogramms **klima:aktiva mobil** für Klimaschutzmaßnahmen im Verkehrsbereich.

Aufgrund der positiven Erfahrungen aus den vom Lebensministerium (Abteilung Verkehr, Mobilität, Siedlungswesen und Lärm) initiierten Modellprojekten wurde durch **Novellierung des UFG** die Möglichkeit der Förderung von betrieblichen Verkehrsmaßnahmen aus den Mitteln der Umweltförderung des Bundes im Inland geschaffen. Im Zentrum der Förderung stehen Investitionsmaßnahmen von Betrieben und Institutionen in den Bereichen „Logistik“, „Fuhrpark“, „Dienstwege“ bzw. „Mitarbeiter/-Innen und Kund/-Innen“.

Zentrale Inhalte sind neben der Erstberatung für Betriebe umfangreiche Informationsangebote für interessierte Unternehmen. Zur Koordination der Initiative wurde eine Steuerungsgruppe eingerichtet, der BMLFUW, BMVIT, die Bundesländer, WKÖ, WIFI, KPC, Gemeinde- und Städtebund sowie diverse Institutionen angehören. In zahlreichen Bundesländern werden gemeinsam mit den dortigen Landesstellen Informationsveranstaltungen durchgeführt; weiters existiert in jedem Bundesland eine Ansprechstelle (WIFI Landesstelle und auf Ebene der Landesregierung), welche interessierte Betriebe betreut.

Die nun geplante verstärkte Informations- und Motivationskampagne soll begleitend und ergänzend:

- zum bereits gestarteten Förderschwerpunkt im Rahmen des UFG (Abwicklung durch die KPC)
- zu den bereits gestarteten Serviceleistungen des WIFI und
- der bestehenden Bund-Länder Steuerungsgruppe

möglichst viele Betriebe zur Umsetzung eines geförderten Mobilitätsmanagements zum Ziel haben. Die unterschiedlichen Branchenbereiche sollen anhand maßgeschneiderter Informationen aktiv angesprochen werden, um Mobilitätskonzepte zu erarbeiten und umzusetzen.

Ziel des Programms ist die Reduktion der Umweltbelastungen, insbesondere der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem betrieblichen Verkehr durch eine breite Implementierung von betrieblichen Mobilitätsmanagementmaßnahmen. Um dies zu erreichen soll die Zahl der Fördereinreichungen bzw. der umgesetzten Förderprojekte beim Förderschwerpunkt „Betriebliche Verkehrsmaßnahmen“ der KPC GmbH deutlich gesteigert werden.

---

<sup>44</sup> Hiller, Stefan, AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

Mit dem operativen Management des **klima:aktiv mobil** Programms „Betriebliches Mobilitätsmanagement - Motivations- und Beratungskampagne“ wurde die Bietergemeinschaft HERRY – Klimabündnis – ROSINAK beauftragt.

Das klima:aktiv mobil Programm<sup>45</sup> mit dem Förderungsschwerpunkt "Mobilitätsmanagement in Betrieben" hat sich die Reduktion der Kohlendioxid-, Stickoxid- und Feinstaub-Emissionen aus dem betrieblichen Verkehr durch eine breite Implementierung von betrieblichen Verkehrsmaßnahmen zum Ziel gesetzt.

Förderwerber: Natürliche und juristische Personen, die unternehmerisch tätig sind

Förderhöhe: in Abhängigkeit vom Förderwerber bis zu 30% der förderungsfähigen Investitionskosten sowie bis zu 50% der Betriebskosten und extern erbrachten immateriellen Leistungen.

Förderobergrenze: EUR 200.000 pro Projekt

### **3.6.6 Wartungsaufwand für Erd-/Biogasfahrzeuge<sup>46</sup>**

Erdgasfahrzeuge unterscheiden sich in der Wartung und im Wartungsaufwand nicht wesentlich von benzinbetriebenen Modellen. Selbst bei bivalenten Erdgas-Pkw fallen im Vergleich zum Benzinfahrzeug zumeist nur geringfügig höhere Wartungskosten an. Wartung und Reparatur von Kraftstoffanlagen für Erdgasbetrieb erfordern allerdings speziell ausgebildetes Personal.

#### **3.6.6.1 Begutachtung nach § 57a KFG<sup>47</sup>**

Bei den auch für Erdgasfahrzeuge vorgeschriebenen Hauptinspektionen durch autorisierte Prüfeinrichtungen gibt es kaum Unterschiede zu konventionellen Benzinfahrzeugen. Im Zuge der wiederkehrenden § 57a-Begutachtung werden die speziellen Prüfungen für Gasanlagen entsprechend den Bestimmungen der Prüf- und Begutachtungsstellenverordnung (PBStV), im Detail des offiziellen Mängelkataloges (derzeit gültig der Mängelkatalog 2006) durch § 57a-Ermächtigte vorgenommen. Dabei ist derzeit keine Dichtheitsprüfung vorgesehen. Die angeführte 3/2/1-Regelung gilt nur für PKW. Für LKW (auch alle Klein-LKW) gilt die jährliche Überprüfungsfrist.

Die methaPUR Fahrzeugflotte besteht derzeit (November 2008) überwiegend aus Serien-Erdgasfahrzeugen. Daher und durch den qualitätsgesicherten, hochwertigen Treibstoff werden auch keine Kosten, die auf den Treibstoff Biogas zurückzuführen sind, erwartet.

---

<sup>45</sup> [www.mobilitaetsmanagement.at](http://www.mobilitaetsmanagement.at), (abgerufen am 2008-11-26, 09.45 Uhr)

<sup>46</sup> Hiller, Stefan; AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

<sup>47</sup> <http://www.erdgasautos.at/fahren/580>, (abgerufen am 25.11.2008, 15.30 Uhr)

### 3.6.6.2 Überprüfen des Abgasverhaltens der Autos bei Biogasbetrieb<sup>48</sup>

Das Abgasverhalten eines mit methaPUR betankten Opel Zafira 1,6 CNG wurde beim ÖAMTC-Stützpunkt Schwechat überprüft. Für Erdgasfahrzeuge gibt es lt. §57 keine Maximal-Werte, deshalb werden die Werte für Benzinfahrzeuge als Referenz herangezogen.

**Abbildung 47: KFZ-Abgasmessung methaPUR<sup>48</sup>**

Abgaswerte	Opel Zafira 1,6 CNG methaPUR-Biogas	Referenzwerte Benzin
CO	0,04 %	max. 0,3 %
CO2	12,30 %	15 – 16 %
HC	14 ppm	max. 60 ppm
O2	0,00 %	Max. 1 %
Lambda	0,996	0,97 – 1,03

Durch das interne Qualitätssicherungssystem der Biogastankstelle Margarethen am Moos – nur getrocknetes Biogas mit mind. 95 % Methangehalt gelangt zur Tankstelle – ist nicht damit zu rechnen, dass sich die Abgaswerte gravierend ändern werden.

### 3.6.7 Treibstoffkostenvergleich<sup>48</sup>

Folgender Treibstoffkostenvergleich wurde aufgrund von Verbrauchsdaten von

Opel Zafira 1,6 Ecotec mit 105 PS

Opel Zafira 1,9 CDTI Ecotec mit 100 PS und

Opel Zafira 1,6 CNG mit 94 PS

erstellt.

**Abbildung 48: Treibstoffkostenvergleich Erdgas/methaPUR/Diese/Benzin<sup>48</sup>**

	Verbrauch pro 100 km	Preis/Einheit*	Kosten auf 100 km	Kosten auf 15.000 km	Kosten auf 30.000 km
Benzin	7,3 l	0,896 €	6,54 €	981 €	1.962 €
Diesel	5,9 l	0,921 €	5,43 €	815 €	1.629 €
Erdgas	5,3 kg	0,959 €	5,08 €	762 €	1.524 €
methaPUR	5,3 kg	0,898 €	4,76 €	714 €	1.428

\*) Benzin-/Diesel-Preis: OMV Tankstelle - Schwechat, Bruck-Hainburger Straße 24a, 2008-12-15, 08.30 Uhr, lt. omv.at

<sup>48</sup> Hiller, Stefan; AGRAR PLUS, Laa/Thaya, 2008

## **4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

### **4.1 Gewonnene Erkenntnisse für die Planung**

Die Integration einer Gasaufbereitung und einer Tankstelle in eine bestehende Biogasanlage ist unter Einhaltung folgender Kriterien möglich:

1. die Gasaufbereitung sollte direkt bei der Biogasanlage aufgestellt werden, um die Einbindungskosten gering zu halten
2. Die Gasaufbereitung sollte schlüsselfertig im Container geliefert werden, da dadurch kurze Baustellenzeiten möglich werden
3. Die Tankstelle kann in einem Umkreis von ca. 500 m aufgestellt werden, ohne dass Probleme wegen der Zuleitung zu erwarten sind
4. Die Verkehrsanbindung und die Befahrbarkeit hat unter spezieller Berücksichtigung der zu erwartenden Tankkunden zu erfolgen (Bus, Traktor, PKW, LWK)

### **4.2 Gewonnene Erkenntnisse über die Gasaufbereitung**

Die Gasaufbereitung funktionierte von Beginn an zufriedenstellend. Anbei die wesentlichsten Erkenntnisse aus dem Betrieb.

1. Die Membrantechnologie erreicht im Reingas durchgehend eine Methankonzentration >95 % bei 50 % Methan im Biogas und <1 % Sauerstoff/Stickstoff
2. Die geforderte Mindestmenge an Reingas von 33 Nm<sup>3</sup>/h konnte ebenfalls durchgehend geliefert werden, auch als der Methangehalt im Biogas <50 % betrug
3. Der Energieverbrauch der Gasaufbereitung liegt bei < 0,15 kWh je m<sup>3</sup> Biogas, dies entspricht < 3% der Rohenergie
4. Die Gasaufbereitung kann im Start/Stop-Betrieb betrieben werden und somit auch problemlos einen Inselbetrieb abseits des Gasnetzes sicherstellen
5. Die einstufige Membranreinigung könnte auch die Qualitätsanforderungen der ÖVGW G31 Richtlinie zur Gaseinspeisung erfüllen
6. Die Anlage ist zu 100 % automatisierbar und erfordert abseits der Wartung keine Betreuung

### **4.3 Gewonnene Erkenntnisse aus dem Tankstellenbetrieb**

1. Die Tankstelle konnte trotz durchgehender Gasversorgung nicht immer ihren Betrieb aufrecht erhalten
2. Gründe für den Ausfall der Tankstelle waren Probleme mit den Sicherheitseinrichtungen, die wegen interner Fehler auf Störung gingen
3. Es gab keine Probleme im Selbstbedienungsbetrieb wegen Fehlbedienung bzw. Vandalismus
4. Das Kartenlesegerät neigte bei Fehlbedienung zu Systemausfällen
5. Die durchschnittliche Betankungsmenge liegt bei PWK bei ca. 12 kg je Tankvorgang, somit kann der vollgeladene Hochdruckspeicher ca. 13 Tankvorgänge abpuffern
6. Falls die Tankstelle großvolumige Erdgastanks befüllen muss, ist die Speicherkapazität nicht ausreichend und muss verdoppelt werden
7. Ein Tankvorgang für 20 kg dauert ca. 3 Minuten

### **4.4 Gewonnene Erkenntnisse aus dem Biogasanlagenbetrieb**

Die Biogasanlage wurde während der gesamten Projektlaufzeit unter Volllast betrieben.

1. Die Biogasanlage konnte die zusätzlich benötigten Biogasmengen zur Betankung jederzeit zur Verfügung stellen
2. Die Biogasqualität konnte über den Tag beträchtlich schwanken
3. Die Restgaseinspeisung in die Biogasgasanlage führte bisher zu keiner signifikanten Brennwertabsenkung, da es durch das Weglassen der Lufteinblasung zwecks Entschwefelung eine Anhebung des Methangehaltes im Biogas gab
4. Die Gasaufbereitung hatte keine wie immer gearteten negativen Auswirkungen auf die Verstromung

## **4.5 Gewonnene Erkenntnisse aus dem Flottenbetrieb**

Die methaPUR Flottenstärke stieg von 5 Autos zur Eröffnung des Probetriebs auf ca. 20 KFZ im September 2008 an. Hier nun die wesentlichen Ergebnisse aus dem Flottenbetrieb.

1. Die Großteil der Erdgas-KFZ wurde original vom Händler geliefert, nur ein kleiner Teil wurde im Nachhinein von Benzin auf Erdgas umgebaut
2. Alle KFZ konnten ohne jede Änderung in Reichweite oder sonstigem statt Erdgas mit methaPUR betrieben werden
3. Ein großes Potential liegt im gewerblichen Fuhrpark
4. Es gibt eine steigende Zahl an lieferbaren Erdgas-Bussen und LKW
5. Die zur Zeit noch geringe Auslastung lässt sich mit der Unkenntnis der lokalen Firmen und der Anrainer über die Erdgasantriebe, und der daraus längeren Nachdenkphase erklären

## **4.6 Zukünftiger Forschungsbedarf**

Der Hauptaugenmerk der Forschung muss auf der Erdgas-Motorenteknik liegen, denn nur eine effiziente und breite Motorenpalette im Bereich Erdgasautos wird zum Kundenerfolg führen. Die aktuelle Angebotsliste an Erdgas-KFZ ist leider nicht sehr lange, zusätzlich sind viele dieser Motoren nicht für den Erdgasantrieb optimiert.

Die Gasaufbereitung funktioniert klaglos, die verbleibende Unsicherheit liegt in der Standzeit der Membranen, da es keine gesicherten Werte im Biogasbetrieb gibt. Hier wäre es wichtig, mehr Informationen über schädliche Einflüsse von Gasinhaltsstoffen zu erarbeiten.

Die Tankstellentechnik ist bei Erdgas total überreglementiert. Man schützt den Tankkunden mit aufwändiger Sicherheitstechnik im wahrsten Sinne des Wortes vor sich selbst, was dazu führt, dass allzu oft der Tankvorgang wegen eines internen Fehlers abgebrochen wird. Dies ist auf Dauer ein unhaltbarer Zustand und gehört möglichst bald behoben.

Im Bereich Tankkunden hat es vermehrt Anfragen von Hotels und Hausbesitzern gegeben, ob man mit methaPUR auch heizen kann. Dies scheint prinzipiell möglich, es gibt hier aber keine für diesen Zweck einsetzbare Speichertechnik, diese müsste erst entwickelt werden.

## 5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verfahrenskonzept der Gasaufbereitung .....	8
Abbildung 2: Frühjahrs-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	9
Abbildung 3: Qualitativer und quantitativer Biomethanverlauf bei der Membran-Gastrennung (eigene Darstellung) .....	10
Abbildung 4: methaPUR Gasanalyse der Niederösterreichischen Umweltanstalt (NUA) .....	11
Abbildung 5: Concept of the gas cleaning system and the fuel station .....	13
Abbildung 6: Springtime methane rate of the biogas in Margarethen am Moos (own image) .....	14
Abbildung 7: Biomethane quality und quantity of the membrane gas cleaning system (own image) .....	15
Abbildung 8: methaPUR gas analysis .....	16
Abbildung 9: EU-Ziele der „Alternative Kraftstoff Richtlinie“ (2003/30/EC) .....	18
Abbildung 10: schematische Darstellung der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	23
Abbildung 11: Verfahrenskonzept der Gasaufbereitung .....	24
Abbildung 12: Auswirkung der Restgasrückführung von 30 Nm <sup>3</sup> auf die Verstromung abhängig von der elektrischen Anlagenleistung (eigene Berechnung) .....	25
Abbildung 13: Kfz-Bestand 2007 nach Fahrzeugarten nach Statistik Austria .....	27
Abbildung 14: Gasleitungsnetz in Österreich .....	28
Abbildung 15: Übersicht über das aktuelle Angebot an Erdgas-PKW's und Erdgas-Lieferwagen (eigene Darstellung) .....	29
Abbildung 16: Gas-Umbaulösungen für PKW (eigene Darstellung) .....	31
Abbildung 17: Technische Daten des umzurüstenden Steyr Traktors 6195 CVT .....	31
Abbildung 18: Programm Flottenveranstaltung Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	32
Abbildung 19: Links: Prinzip der Gastrennung mittels Gaspermeation; Rechts: REM-Aufnahme (Rasterelektronenmikroskop) einer Hohlfasermembran <sup>17</sup> .....	42
Abbildung 20: Detailliertes R&I-Fließbild (Rohrleitungen und Instrumentierung) der Biogasaufbereitungsanlage und Biogastankstelle Margarethen am Moos <sup>18</sup> .....	43
Abbildung 21: Messstellen und deren Bezeichnungen an der Biogasaufbereitungsanlage und Biogastankstelle Margarethen am Moos (vergleiche Fließbild in Abbildung 20) <sup>19</sup> .....	44
Abbildung 22: Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage vor dem Umbau (eigene Darstellung) .....	45
Abbildung 23: Gasaufbereitung und Gasverwertung der Biogasanlage Margarethen am Moos nach dem Umbau .....	46
Abbildung 24: Restgasverwertung in der Verstromung (eigene Berechnung) .....	46

Abbildung 25: Investitionskosten der Kraftstofferzeugung Margarethen am Moos (eigene Berechnung).....	47
Abbildung 26: Modellkalkulation Biogas als Kraftstoff.....	48
Abbildung 27: Variantenvergleich der Biogas-Kraftstoffproduktion (eigene Darstellung).....	49
Abbildung 28: Auslastung der Biogastankstelle Margarethen am Moos (eigene Auswertung) .....	50
Abbildung 29: Gaszusammensetzung des Biogases (eigene Auswertung).....	53
Abbildung 30: Frühjahrs-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	54
Abbildung 31: Sommer-Methanverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	55
Abbildung 32: Frühjahrs-Schwefelwasserstoffverlauf im Rohbiogas der Anlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	56
Abbildung 33: Sommer-Schwefelwasserstoffverlauf im Rohgas der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung).....	57
Abbildung 34: Sauerstoffverlauf im Rohbiogas der Biogasanlage Margarethen am Moos (eigene Darstellung) .....	58
Abbildung 35: Übersicht über die Gasqualitäten von Biogas, methaPUR und Erdgas als Kraftstoff .....	60
Abbildung 36: Anfahrvorgang der Biogasaufbereitungsanlage bei gleichzeitiger Unterdrückung der Gasabnahme durch den Hochdruckverdichter am 22. September 2008 <sup>27</sup> .....	62
Abbildung 37: Erster Befüllvorgang unter gleichzeitiger Nutzung des Hochdruckverdichters am 27. September 2008 <sup>28</sup> .....	63
Abbildung 38: Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage und Hochdruckverdichtung am 29. Oktober 2008.....	64
Abbildung 39: Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage und Hochdruckverdichtung am 07. November 2008 <sup>30</sup> .....	65
Abbildung 40: Energieeffizienz der Gasreinigung (eigene Darstellung).....	66
Abbildung 41: methaPUR Analyse nach Österreichischer Kraftstoffverordnung .....	67
Abbildung 42: Vergleich der Qualitätsanforderungen (eigene Darstellung) .....	68
Abbildung 43: Rückmeldungen verschiedener Autohersteller auf Erdgasautoanfrage .....	71
Abbildung 44: Serien-Erdgasautos in Österreich mit Stand 10. 2007 .....	72
Abbildung 45: Die methapur Flotte <sup>37</sup> .....	74
Abbildung 46: Die Margarethener Erklärung .....	75
Abbildung 47: KFZ-Abgasmessung methaPUR <sup>48</sup> .....	79
Abbildung 48: Treibstoffkostenvergleich Erdgas/methaPUR/Diese/Benzin .....	79