



## **Biogas-Netzeinspeisung**

Rechtliche, wirtschaftliche und technische  
Voraussetzungen in Österreich

**KURZFASSUNG**

**D. Hornbachner, G. Hutter, D. Moor**

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**19a/2005**

## **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>  
oder unter:

Projektfabrik Waldhör  
Nedergasse 23, 1190 Wien  
Email: versand@projektfabrik.at

# Biogas-Netzeinspeisung

Rechtliche, wirtschaftliche und technische  
Voraussetzungen in Österreich

KURZFASSUNG

DI Dr. Dieter Hornbachner,  
Dr. Gernot Hutter, DI Dieter Moor

HEI Hornbachner Energie Innovation

Wien, Jänner 2005

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht ist eine Zusammenstellung der Kapitelzusammenfassungen des im Rahmen der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT eingereichten Projektendberichts *Biogas-Netzeinspeisung – rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich* verfasst von DI Dr. Dieter Hornbachner et al. Der vollständige Bericht wurde in der Schriftenreihe „Berichte aus Energie- und Umweltforschung“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie publiziert (Berichte aus Energie- und Umweltforschung, Nr. 19/2005). Bestellmöglichkeit sowie die Liste aller Berichte der Schriftenreihe finden Sie auf der Programhomepage <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>.

Die Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT 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. Durch die Homepage [www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at](http://www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at) und die **Schriftenreihe "Nachhaltig Wirtschaften konkret"** soll dies gewährleistet werden.

Dipl. Ing. Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

<b>KURZFASSUNGEN .....</b>	<b>3</b>
<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>17</b>
1.1 Verfahrensschritte zur Biogas-Netzeinspeisung .....	18
1.2 Aktuelle Projekte im Bereich Biogas-Netzeinspeisung .....	20
1.3 Projektdurchführung .....	24
<b>2. QUALITÄTSANFORDERUNGEN .....</b>	<b>28</b>
<b>3. GESTEHUNGSKOSTEN.....</b>	<b>35</b>
<b>4. AUFBEREITUNGSKOSTEN .....</b>	<b>41</b>
<b>5. ANSCHLUSSKOSTEN.....</b>	<b>46</b>
<b>6. GESAMTKOSTEN .....</b>	<b>50</b>
<b>7. ERLÖSMÖGLICHKEITEN .....</b>	<b>56</b>
<b>8. FÖRDERBEDARF .....</b>	<b>61</b>
<b>9. RECHTLICHE SITUATION .....</b>	<b>63</b>
<b>10. ZUSAMMENFASSUNG, SCHLUSSFOLGERUNGEN, EMPFEHLUNGEN...</b>	<b>67</b>
<b>ANHANG.....</b>	<b>68</b>



# Kurzfassungen

## I) Kurzfassung

Im Rahmen des Projekts „Biogas-Netzeinspeisung“ wurden die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen in Österreich untersucht, die gegeben sein müssen, um der Biogas-Netzeinspeisung zum Durchbruch zu verhelfen.

Österreich weist ein technisch nutzbares Biogas-Potenzial von rund 1 Milliarde Kubikmeter mit einem Energiegehalt von 24 Petajoule pro Jahr auf, das entspricht in etwa 6,7 % des jährlichen Erdgasverbrauchs von 9 Milliarden Kubikmeter. Bei Nutzung des vorhandenen Biogaspotenzials könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen um jährlich 1,18 Millionen Tonnen gesenkt werden. Das sind immerhin 1,6 % der jährlichen österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Untersuchungen im Rahmen der Studie zeigten jedoch, dass sich die derzeit gültigen Anforderungen an die Gasqualität (ÖVGW<sup>1</sup> Richtlinie G31) historisch bedingt ausschließlich an Erdgas orientieren. Die besonderen Eigenschaften für Biogas, insbesondere der niedrigere Energiegehalt von Biogas, wird nicht berücksichtigt. Biogas muss daher derzeit sehr kostenaufwendig auf Erdgasqualität aufbereitet werden, ehe es eingespeist werden kann.

Die Bandbreite für die spezifischen Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung beträgt für eine Anlage mittlerer Größe (300 m<sup>3</sup>/h) etwa 3,1 bis 5,7 €cent/kWh. Das obere Kostenniveau entspricht einer Biogasanlage, die NAWARO als Substrat nutzt und in das Niederdruck-Gasnetz einspeist. Das untere Kostenniveau ergibt sich bei Klärgas-Einspeisung.

Um etwa die teure Methananreicherung (ca. 2,5 €cent/kWh) zu vermeiden, wäre es technisch möglich, gereinigtes Biogas auch als sogenanntes „Zusatzgas“ in das Gasnetz eingespeist werden. Es entsteht dadurch ein Mischgas, dessen Brennwert allerdings unter dem derzeitig erlaubten Mindestwert liegt. Es wird daher eine entsprechende Absenkung des zulässigen Brennwertes im Rahmen einer neu zu schaffenden Qualitätsrichtlinie empfohlen.

Ein weiteres wesentliches Hemmnis für eine attraktive Biogas-Vermarktung ist die Art, wie derzeit die „Maut“ für die Benutzung des Gasnetzes, der sogenannte „Gassystemnutzungstarif“ berechnet wird. Auch wenn das Gasnetz nur für kurze Distanzen genutzt wird, muss der Biogas-Einspeiser die volle „Mauthöhe“ zahlen. Diese, auf den Erdgastransport abgestimmte Maut, muss durch ein Mautsystem ersetzt werden, dass die tatsächliche Nutzung des Gasnetzes durch Biogas berücksichtigt. Ein kostengerechter, entfernungsabhängiger Systemnutzungstarif ist somit eine weitere wesentliche Voraussetzung für eine wirtschaftliche Biogas-Netzeinspeisung.

---

<sup>1</sup> ÖVGW Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach

## II) Abstract:

This project deals with the legal, economical and technical preconditions for a successful introduction and market development of fermentation gas feed-in to the Austrian natural gas grid.

Austria has a technically usable fermentation gas potential of approximately 1 billion cubic meter (24 Petajoule) per year, this corresponds to 6,7 % of the annual natural gas consumption of about 9 billions cubic meters. In case of using the whole Austrian fermentation gas potential the CO<sub>2</sub>-emissions could be reduced by 1,18 mio. tons per year. Those reduction is nevertheless 1,6 % of the annual Austrian CO<sub>2</sub>-emissions.

However, the investigations done within this study showed, that present quality requirements for gas feed-in are due to historical reasons oriented at the quality of natural gas. The specialities of fermentation gas, in particular the lower energy content of fermentation gas, are not taken into account. As a result, fermentation gas has to be upgraded on the quality of natural gas before it can be fed-in into the gas grid. The required upgrading process is very cost expensive.

The range for the specific total costs of the fermentation gas feed-in amounts for a plant of medium size (300 m<sup>3</sup>/h) to about 3.1 to 5.7 €cent/kWh. The upper cost level corresponds to a fermentation gas facility, which uses energy crops as substrate and feeds into the low pressure gas grid (grid level 3). The lower cost level results in the case of sewer gas.

To avoid expensive methane enrichment (2,5 €cent/kWh), also cleaned (but not methane enriched) fermentation gas can be fed in to the grid as so-called "admixture gas". The energy content per cubic meter of the resulting gas mixture depends on the mixing ratio of fermentation gas, the so-called "admixture gas" and natural gas. However, the value of (lower) calorific value of the gas at the consumer has to be kept relatively constant. Therefore, a reduction of the minimum permissible calorific value down to about 10 kWh/m<sup>3</sup> within a new quality directive for mixture gas is strongly recommended.

A further substantial obstacle for an attractive fermentation gas marketing is the present "duty" for the usage of the gas grid. This so-called "gas system usage tariff" (the Austrian "Gassystemnutzungstarif") is a fix tariff and calculated in a very disadvantageous way for fermentation gas feed-in. Even if the gas grid for fermentation gas transport is used for only short distances, e.g., a few hundred meters, the full "duty height" has to be charged. This calculation method must to be replaced a calculation method strongly based on a the real, distance depending usage of the gas grid for transport. A fair cost, distance-depending tariff system is thus a further substantial condition for an economically attractive fermentation gas feed-in.

### III) Zusammenfassung

Österreich weist ein technisch nutzbares Biogas-Potenzial von rund 1 Milliarde Kubikmeter mit einem Energiegehalt von 24 Petajoule pro Jahr auf, das entspricht in etwa 6,7 % des jährlichen Erdgasverbrauchs von 9 Milliarden Kubikmeter. Das Biogas kann durch die kontrollierte Vergärung von Pflanzen, Lebensmittelresten oder tierischen Exkrementen (Gülle) erzeugt werden, es fällt aber auch in Kläranlagen und Mülldeponien an.

Bislang wird Biogas in Österreich fast ausschließlich zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken eingesetzt. Die dabei erreichte energetische Nutzung der im Biogas enthaltenen Energie ist meist gering, da die neben der elektrischen Energie entstehenden Abwärme aufgrund fehlender Abnehmer meist nicht genutzt werden kann. Dadurch gehen bis zu zwei Drittel der im Biogas enthaltenen Energie ungenutzt verloren. Das heißt, die Biogas-Verstromung ist meist ein energetisch sehr ineffizienter Prozess.

Eine andere, energetisch effizientere Form der Biogasnutzung stellt die Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz dar. Das Biogas wird über das Gasnetz zum Verbraucher geleitet und dort etwa für die Stromerzeugung, Heizzwecke oder als Treibstoff eingesetzt. Damit ist einerseits eine örtlich flexiblere Nutzung des Biogases mit höherem Wirkungsgrad verbunden, gleichzeitig ersetzt Biogas fossiles Erdgas. Bei der Verbrennung von Biogas wird zwar ebenfalls Kohlendioxid freigesetzt, im Unterschied zu Erdgas stammt dieses Kohlendioxid jedoch aus regenerativen Kreislaufprozessen. Darunter ist zu verstehen, dass der Kohlenstoff, der bei der Verbrennung von Biogas als  $\text{CO}_2$  in die Atmosphäre abgegeben wird, zuvor beispielsweise von der vergärten Pflanze während ihres Wachstums der Atmosphäre entzogen wurde. Im Unterschied zu Erdgas kommt es daher zu keiner Erhöhung der Kohlendioxidkonzentration in der Erdatmosphäre und somit zu keiner Verstärkung des Treibhauseffekts. Man spricht von  $\text{CO}_2$ -Neutralität des Biogases. Die Reduktion des Erdgasverbrauchs zugunsten einer verstärkten Nutzung von Biogas ist damit ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion der  $\text{CO}_2$ -Emissionen.

Bei Nutzung des in Österreich vorhandenen Biogaspotenzials könnte der Erdgasverbrauch um 6,7 % gesenkt werden, was einer  $\text{CO}_2$ -Reduktion von 1,18 Millionen Tonnen entspricht. Das sind immerhin 1,6 % der jährlichen österreichischen  $\text{CO}_2$ -Emissionen. Die verstärkte Nutzung von Biogas wäre daher ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der österreichischen Klimaschutzverpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls und ein wichtiger Beitrag in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung.

Im Rahmen des Projekts „Biogas-Netzeinspeisung“ wurden die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen in Österreich untersucht, die gegeben sein müssen, um der Biogas-Netzeinspeisung zum Durchbruch zu verhelfen.

Ehe Biogas in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden darf, muss es bestimmte Qualitätsanforderungen erfüllen, um einen sicheren Betrieb des Gasnetzes und der Endgeräte bei den Gasverbrauchern zu gewährleisten. Dh, das Gas muss eine bestimmte

chemische Zusammensetzung aufweisen, ehe es ins Netz eingespeist wird. Diese Qualitätsanforderungen werden durch eine entsprechende Behandlung des Biogases, man spricht von „Aufbereitung“ erfüllt. Das Biogas wird dabei einerseits gereinigt, andererseits wird sein Methangehalt durch eine sogenannte „Methananreicherung“ erhöht. Je höher der Methangehalt des Biogases, desto höher ist sein Energiegehalt (Brennwert).

Die Untersuchungen im Rahmen der Studie zeigten jedoch, dass sich die derzeit gültigen Anforderungen an die Gasqualität (ÖVGW<sup>2</sup> Richtlinie G31) historisch bedingt ausschließlich an Erdgas orientieren. Die besonderen Eigenschaften für Biogas, insbesondere der niedrigere Energiegehalt von Biogas, wird nicht berücksichtigt. Zudem bestehen technisch unnötige Hürden für die Netzeinspeisung: So wird etwa verlangt, dass die Gasqualität bereits am Einspeisepunkt in das Gasnetz erfüllt werden muss. Viel sinnvoller wäre es, eine bestimmte Gasqualität beim Verbraucher vorzuschreiben, wie das etwa bereits in der Schweiz oder in Schweden der Fall ist. Zudem sollten die Qualitätsanforderungen entsprechend den tatsächlichen sicherheitstechnischen Anforderungen überarbeitet werden. Dann wäre es möglich, Biogas kostengünstig und in großen Mengen in das Gasnetz einzuspeisen, ohne die Funktionalität des Gasnetzes zu beeinträchtigen. Im Rahmen der Studie wurde daher ein Vorschlag für eine neue Richtlinie für die Gasqualität ausgearbeitet, die es ermöglicht, sowohl Erdgas wie auch Biogas im Gasnetz zu transportieren.

Neben der Beseitigung rechtlicher Hemmnisse ist die Wirtschaftlichkeit der Biogas-Netzeinspeisung natürlich von entscheidender Bedeutung, soll diese erneuerbare Energie künftig in größerem Umfang genutzt werden können. Es wurden daher die Kosten der Biogas-Netzeinspeisung und die bestehenden Erlösmöglichkeiten eingehend analysiert. In der nachfolgenden Abbildung sind die Prozessschritte zur Biogas-Netzeinspeisung dargestellt.



Jeder Prozessschritt führt zu Kosten, die minimiert werden müssen, um ein möglichst wettbewerbsfähiges Produkt zu erhalten. Dabei bestehen je nach eingesetzter Verfahrenstechnologie, Herkunft des Biogases (Gülle, Lebensmittelreste, Deponiegas, etc.) und Ort der Einspeisung ins Gasnetz teilweise ganz erhebliche Kostenunterschiede. Eine generelle Beantwortung der Frage, was Biogas bei der Netzeinspeisung kostet, ist daher nicht möglich. Es wurden jedoch zahlreiche Verfahrenskombinationen im Hinblick auf ihre Gesamtkosten überprüft.

<sup>2</sup> ÖVGW Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach

Ein wesentlicher Kostenfaktor für das Biogas sind die Gestehungskosten für das Rohbiogas. Es zeigt sich, dass die Kosten abhängig von der Biogasquelle (Substrat) ganz erheblich variieren. Klärgas steht als Abfallprodukt der Abwasserreinigung praktisch kostenlos zur Verfügung, auch die Nutzung des ohnehin anfallenden Deponiegases ist praktisch zum Nulltarif möglich. Die Erzeugung von Biogas hängt hingegen sehr stark von den Einstandspreisen der Substrate ab, die wiederum sehr stark variieren. Am teuersten sind nachwachsenden Rohstoffe (NAWARO), während Gülle als Abfallprodukt aus der Tierhaltung meist kostenlos zu Verfügung steht und mit der Übernahme von Lebensmittelresten; Fetten, Ölen sogar noch Geld (Entsorgungsbeiträge) verdient werden kann. In der Arbeit wurden die spezifischen Gestehungskosten für eine mittelgroße Biogasanlage (Kapazität von 300 Kubikmeter pro Stunde) in einer Bandbreite von 2,3 bis und 3,2 €cent/kWh ermittelt. Klärgas ist kostenlos, Deponiegas liegt bei max. etwa 0,7 €cent/kWh. Einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten hat auch die Anlagengröße. Größere Anlagen führen zu deutlich niedrigeren Gestehungskosten. Die spezifischen Kosten beinhalten dabei sowohl die Kosten für das Substrat, wie auch für Investitionen und Betrieb der Anlage.

Für die Reinigung und Methananreicherung des Biogases wurden zahlreiche Verfahren untersucht: Trotz großer technologischer Unterschiede sind die Kosten aller Verfahren sehr ähnlich. Unter Reinigung wird bei Biogas die Entfernung von Schwefel und Wasser aus dem Rohbiogas verstanden. Für eine typische Anlagengröße muss mit spezifischen Reinigungskosten von etwa 0,35 €cent/kWh gerechnet werden. Die Methananreicherung kostet, sofern sie notwendig ist, etwa 2,5 €cent/kWh. Im Zuge der Methananreicherung erfolgt dann auch die Reinigung des Biogases, es fallen daher dann in der Regel keine zusätzlichen Reinigungskosten an.

Die Kosten für den Netzanschluss variieren wiederum sehr stark und hängen davon ab, in welchen Bereich des Gasnetzes (Hochdruck- oder Niederdrucknetz) eingespeist wird und wie lang die Anschlussleitung zwischen Anlage und Gasnetz ist. Bei Einspeisung in das Hochdruck-Gasnetz (Netzebene 2, bis 70 bar Betriebsdruck) ist bei einer Leitungslänge von 250 Metern mit Anschlusskosten von maximal 0,8 €cent/kWh zu rechnen, bei Anschluss an eine Niederdruckleitung (Netzebene 3, bis 6 bar Betriebsdruck) mit maximal etwa 0,5 €cent/kWh.

Die Bandbreite für die spezifischen Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung beträgt für eine Anlage mittlerer Größe (300 m<sup>3</sup>/h) somit etwa 3,1 bis 5,7 €cent/kWh. Das obere Kostenniveau entspricht einer Biogasanlage, die NAWARO als Substrat nutzt und in das Niederdruck-Gasnetz einspeist. Das untere Kostenniveau ergibt sich bei Klärgas-Einspeisung in das Niederdruck-Gasnetz (Ortsleitungen). In dieser Kostenbetrachtung wurde davon ausgegangen, dass das eingespeiste Biogas mittels Methananreicherung und Flüssiggasbeimengung auf eine Qualität gebracht wurde, die der derzeit vorgeschriebenen für Erdgas entspricht. Biogas wird dann als „Austauschgas“ bezeichnet, da es Erdgas völlig ersetzen kann.

Im Vergleich zu dem am Gasmarkt aktuell erzielbaren Erlösen, die sich bei Verkauf an Gasversorgungsunternehmen derzeit bei 1,21 €cent/kWh etwa liegen, ist Biogas deutlich teurer und ohne Förderungen nicht wettbewerbsfähig.

Es bestehen jedoch mehrere Möglichkeiten, die Wettbewerbsfähigkeit von Biogas bei der Netzeinspeisung zu erhöhen.

Um etwa die teure Methananreicherung zu vermeiden, kann gereinigtes Biogas auch als sogenanntes „Zusatzgas“ in das Gasnetz eingespeist werden. Dieses Zusatzgas hat den natürlichen Methangehalt von Rohbiogas, der bei etwa 60 % liegt. Typisches Biogas besitzt mit einem Brennwert von etwa 6,6 kWh/m<sup>3</sup> einen um etwa 40 % niedrigeren Energiegehalt als Erdgas (Österreich: 11,07 kWh/m<sup>3</sup>). Das Zusatzgas und das Erdgas werden im Gasnetz gemischt (siehe Abbildung). Es entsteht ein Mischgas, dessen Brennwert vom Mischungsverhältnis der beiden Gase abhängig ist.



Ohne Änderung der derzeit gültigen Bestimmungen für den minimal zulässigen Brennwert des Gases<sup>3</sup> kann Biogas mit einem maximalen Volumsanteil von etwa 5,6 % dem Erdgas beigemischt werden. Dann könnten jedoch nur etwa 10 % des in Österreich technisch verfügbaren Biogaspotenzials als Zusatzgas in das Gasnetz eingespeist werden. Die restliche Menge müsste weiterhin kostenaufwendig mittels Methananreicherung auf Erdgasqualität gebracht werden.

Will man annähernd das gesamte verfügbare Biogaspotenzial mit niedrigen Aufbereitungskosten in das Gasnetz einspeisen, müsste der maximale Volumsanteil auf bis zu 25 % erhöht werden. Es entsteht dadurch ein Mischgas, dessen Brennwert mit etwa 10 kWh/m<sup>3</sup> um 8 % unter dem derzeit erlaubten Mindestwert liegt. Eine entsprechende Umstellung der Gasverbrauchsgeräte auf diesen niedrigeren Brennwert wäre technisch kein

---

<sup>3</sup> gemäß ÖVGW-Richtlinie G31

Problem, entscheidend ist allerdings, dass der (niedrigere) Brennwert relativ konstant gehalten wird.

Es wird daher eine entsprechende Absenkung des zulässigen Brennwertes im Rahmen einer neu zu schaffenden Qualitätsrichtlinie empfohlen. Damit wäre eine wesentliche Voraussetzung für eine kostengünstige Biogas-Netzeinspeisung geschaffen. Bei einer Netzeinspeisung von 1 Mrd m<sup>3</sup> Biogas und einer durchschnittlichen Kostenersparnis von 2,15 €cent/kWh würde dies die jährlichen Aufbereitungskosten um immerhin rund 140 Mio. € senken.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Biogas-Netzeinspeisung hängt von den möglichen Erlösen ab. Es wurden dabei verschiedenste Optionen betrachtet, die von einem Verkauf des Biogases an ein Gasversorgungsunternehmen bis hin zur Direktvermarktung an Kunden reicht. Je nach Vermarktung kann dabei ein Erlös (Energiepreis) für das Biogas zwischen 1,2 €cent/kWh und 2,5 €cent/kWh erzielt werden. Die Analyse zeigt, dass es für die Biogas-Netzeinspeisung Vermarktungsmöglichkeiten gibt, die auch ohne Förderungen kostendeckend sind. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass es sich dabei um sehr kleine Marktnischen handelt, die das gesamte Biogaspotenzial bei weitem nicht aufnehmen können. Für Zusatzgas aus NAWARO mit Gesamtkosten von 4,0 €cent/kWh wird bei einem Erlös von 1,2 €cent/kWh daher eine Förderung von 2,8 €cent/kWh erforderlich sein.

Ein wesentliches Hemmnis für eine attraktive Biogas-Vermarktung ist die Art, wie derzeit die „Maut“ für die Benutzung des Gasnetzes, der sogenannte „Gassystemnutzungstarif“ berechnet wird. Auch wenn das Gasnetz nur für kurze Distanzen genutzt wird, muss der Biogas-Einspeiser die volle „Mauthöhe“ zahlen. Diese, auf den Erdgastransport abgestimmte Maut, muss durch ein Mautsystem ersetzt werden, das die tatsächliche Nutzung des Gasnetzes durch Biogas berücksichtigt. Der Systemnutzungstarif für lokale Biogasvermarktung sollte dadurch von derzeit rund 10 €cent/m<sup>3</sup> (1€cent/kWh) auf unter 0,3 €cent/kWh sinken. Im gleichen Umfang steigen die Erlösmöglichkeiten von Biogas bzw. sinken die Förderzuschläge. Ein kostengerechter, entfernungsabhängiger Systemnutzungstarif ist somit eine weitere wesentliche Voraussetzung für eine wirtschaftliche Biogas-Netzeinspeisung.

Eine besonders kostengünstige lokale Vermarktung von Biogas stellt die Errichtung von Direktleitungen dar. Auf diese Weise könnten etwa Gewerbebetriebe im Nahbereich der Biogasanlage als Kunden gewonnen werden. Auch die Errichtung von lokalen Biogasinseln analog zu den bereits bestehenden Flüssiggasinseln ist eine attraktive Vermarktungsmöglichkeit.

Trotz Optimierung der Erlösmöglichkeiten ist eine kostendeckende Biogas-Netzeinspeisung in der Regel nur mit geförderten Einspeisetarifen, ähnlich dem Tarifsystem im Rahmen des Ökostromgesetzes möglich. Der notwendige Förderzuschlag hängt dabei auch von der Anlagengröße und dem genutzten Rohbiogas ab. Der Förderzuschlag wird etwa 2,6 bis 4,3 €cent/kWh betragen müssen, bei Einspeisung von Zusatzgas und Umgestaltung der

Qualitätsanforderungen. Werden die derzeitigen rechtlich Rahmenbedingungen beibehalten, muss der Förderzuschlag etwa 2 €cent/kWh höher sein, um eine kostendeckende Biogas-Netzeinspeisung zu ermöglichen.

Der sich bei vollständiger Nutzung des österreichischen Biogaspotenziales ergebende Förderbedarf kann mit jährlich 287 Mio. € abgeschätzt werden. Dabei wurde bereits eine Verbesserung der Rahmenbedingungen (geänderte Qualitätsanforderungen) berücksichtigt. Ein geänderter Systemnutzungstarif würde den Förderbedarf zusätzlich senken.

Wie die Studie gezeigt hat, ist die Biogas-Netzeinspeisung technisch machbar. Eine Einspeisung ist auch unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen bereits möglich, allerdings mit Qualitätsanforderungen und Kosten, die unnötig hoch sind. Durch eine Neudefinition der Qualitätsanforderungen und der Leitungsmaut (Systemnutzungstarife), die nicht nur auf Erdgas sondern auch auf die Besonderheiten von Biogas Rücksicht nimmt, können Kosten für die Netzeinspeisung bzw. öffentliche Förderungen deutlich gesenkt werden. Bei Nutzung des technisch verfügbaren Biogaspotenziales könnten die österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 1,6 % gesenkt werden. Die Biogas-Netzeinspeisung ist somit eine attraktive Klimaschutzmaßnahme und ein wesentlicher Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung.

#### IV) Kurzfassung, engl. Version

Austria has a technically usable fermentation gas potential of approximately 1 billion cubic meter (24 Petajoule) per year, this corresponds to 6,7 % of the annual natural gas consumption of about 9 billions cubic meters. The fermentation gas can be produced by controlled fermentation of energy crops, food waste or liquid manure. In addition, it results in sewage treatment plant, and landfills.

So far fermentation gas is used in Austria almost exclusively for generation of electricity in CHP plants (combined heat power). The energetic efficiency of this process is usually small, since the heat developing apart from the electricity in most cases cannot be used due to missing customers. Thus, two thirds of the energy contained in the fermentation gas is wasted. Therefore, the generation of electricity by the use of fermentation gas is usually an energetically very inefficient process.

Another, energetically much more efficient way in using fermentation gas, is the feed-in of the gas into the public natural gas grid. The fermentation gas is transported by the gas grid to the consumer, for instance for the generation of electricity, heating purposes or as fuel for cars. Thus, this way of using fermentation gas is a much more flexible one. The fermentation gas is usually used with higher energetic efficiency and, at the same time, replaces fossil natural gas and therefore is a contribution in reducing harmful carbon dioxide emissions. Although, the combustion of fermentation gas like natural gas leads to carbon dioxide emissions, these CO<sub>2</sub>-emission originate from regenerative cycle processes. In contrast to natural gas, the combustion of fermentation gas does not increase the carbon dioxide concentration in the atmosphere and thus does not reinforce the man-made greenhouse effect. This is the so called CO<sub>2</sub>-neutrality of fermentation gas. The reduction of consumption of natural gas is another main advantage of the increased use in fermentation gas feed-in.

In case of using the whole Austrian fermentation gas potential the natural gas consumption could be lowered by about 6,7 %, which corresponds to a reduction of CO<sub>2</sub>-emissions of 1,18 mio. tons per year. Those reduction is nevertheless 1,6 % of the annual Austrian CO<sub>2</sub>-emissionens. The intensified use of fermentation gas is therefore an important contribution for reaching of the Austrian climatic protection obligations set by the Kyoto protocol and an important contribution towards sustainable development.

This project deals with the legal, economical and technical preconditions for a successful introduction and market development of fermentation gas feed-in to the Austrian natural gas grid.

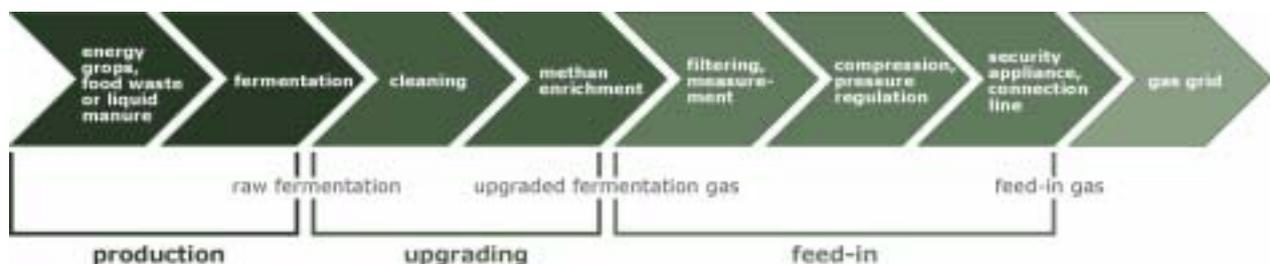
Before fermentation gas may be fed into the gas grid, it must fulfil certain quality requirements, in order to ensure a safe operation of the gas grid and the equipments at the gas consumers. Therefore, the fermentation gas must possess a certain chemical composition, before it can be fed into the net. These quality requirements are fulfilled by an upgrading process of the fermentation gas. One step of this upgrading process is the

cleaning of the gas (desulphurisation, H<sub>2</sub>O-removal,...) the other one is the increase of the methane (CH<sub>4</sub>) concentration, by methane enrichment.

However, the investigations done within this study showed, that present quality requirements for gas feed-in are due to historical reasons oriented at the quality of natural gas. The specialities of fermentation gas, in particular the lower energy content of fermentation gas, are not taken into account.

Besides this, another big obstacle exists for the feed-in of fermentation gas: the gas quality requirements for feed-in must already be fulfilled at the feed-in point to the gas grid. Instead, it would be much more advantageous to prescribe a certain gas quality at the feed-out point of the gas consumer, which is already the case e.g. in Switzerland or in Sweden. Besides this, the quality requirements should be revised according to the real safety requirements. Doing so, it would be possible to feed-in fermentation gas into the gas grid in a more economically way and in large quantities without impairing the functionality of the gas grid. Therefore in the study a suggestion for a new directive for gas quality requirements has been made, which enables both the transport of natural gas as well as fermentation gas in the gas grid.

Apart from the removal of legal obstacles the economical productiveness of the fermentation gas feed-in is naturally of crucial importance. Therefore the costs of the fermentation gas feed-in and the existing process technologies were analysed in detail. The following illustration shows the process steps for fermentation gas feed-in.



The costs of each process step has to be minimized, in order to receive a cost competitive product for feed-in. As the study shows, the costs of fermentation gas feed-in strongly depend on several factors. A substantial cost factor for the overall production costs of fermentation gas are the production costs for the raw fermentation gas. It is shown, that the costs substantially vary depending on the source of fermentation gas (substrate). Sewer gas and landfill gas are almost for free, because they are side products of water treatment and waste dumps. The production of raw fermentation gas however depends strongly on the prices of the substrates, which again vary strongly. Energy Crops are most expensive, while liquid manure as waste product from animal farming is usually for free.

In the study, specific production costs for a medium size fermentation gas facility (capacity of 300 cubic meters per hour) has been determined in a range of 2,3 and 3,2 €cent/kWh. Sewer

gas is for free, the price for landfill gas is about 0,7 €cent/kWh. As the study shows, the specific costs also strongly depend on the size of the plant. Larger plants lead to significant lower production costs of raw fermentation gas. The specific costs include the costs of the substrate, as well as for investments and operation of the plant.

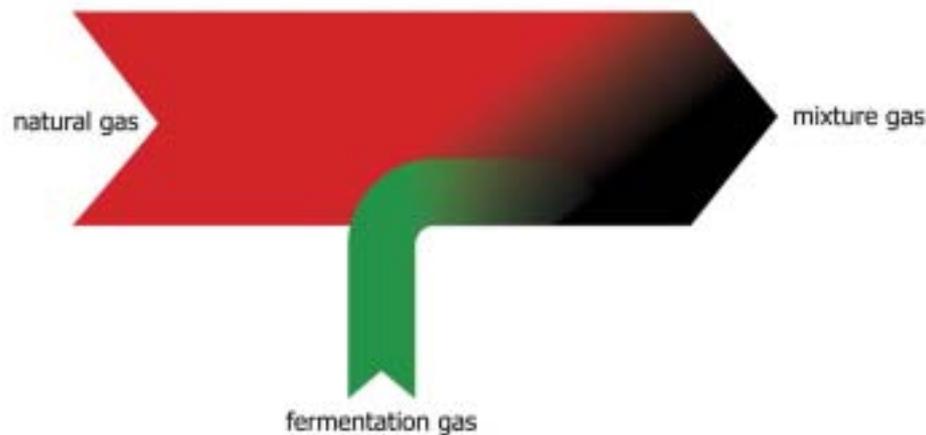
For cleaning and upgrading of the fermentation gas numerous procedures and technologies were examined: Despite large technological concepts the costs of all procedures are very similar. Cleaning of fermentation gas mainly means to lower the sulphur and water concentrations to a non-harmful concentration level. For a typical plant the specific cleaning costs of fermentation gas amount to approximately 0,35 €cent/kWh.

The cost for methane enrichment – if necessary - amount to about 2,5 €cent/kWh. Methane enrichment also cleans the fermentation gas, therefore in most cases no additional cleaning costs have to be taken into account.

The costs for connecting the plant to the grid again vary strongly and depend on the distance between plant and grid as well as on the operating pressure within the relevant gas grid (high pressure or low pressure grid). In the case of feed-in to the high pressure gas grid (Austrian grid level 2, up to 70 bar operating pressure) and supposing a distance of 250 meters, the connection costs amount to a maximum of 0,8 €cent/kWh. In contrast, the specific connection costs to a low-pressure line (Austrian grid level 3, up to 6 bar operating pressure) amount to a maximum of 0,5 €cent/kWh.

The range for the specific total costs of the fermentation gas feed-in amounts for a plant of medium size (300 m<sup>3</sup>/h) to about 3.1 to 5.7 €cent/kWh. The upper cost level corresponds to a fermentation gas facility, which uses energy crops as substrate and feeds into the low pressure gas grid (grid level 3). The lower cost level results in the case of sewer gas. In these cost considerations it was assumed that upgrading and Propane or Liquefied Petroleum Gas (LPG) admixture are necessary to meet the requirements of the existing Austrian quality directive (ÖVGW G31) for natural gas. This kind of fermentation gas is therefore called "exchange gas", because it can replace natural gas completely. Compared to present natural gas prizes of 1,21 €cent/kWh (purchase price of gas utilities) fermentation gas is clearly much more expensive and without subsidies not competitive. However several possibilities exist, to increase the economical competitiveness of fermentation gas feed-in.

For instance, to avoid expensive upgrading, also cleaned (but not methane enriched) fermentation gas can be fed in to the grid as so-called "admixture gas" This "admixture gas" has the natural methane content of raw fermentation gas, which is approximately 60 %. Typical fermentation gas has a calorific value (energy content) of about 6.6 kWh/m<sup>3</sup> which is a approximately 40 % lower energy content than those of natural gas (quality in gas grid in eastern Austria: 11.07 kWh/m<sup>3</sup>). The admixture gas and the natural gas are mixed in the gas grid as shown in the illustration below). The energy content per cubic meter of the resulting gas mixture depends on the on the mixing ratio of fermentation gas, the so-called "admixture gas" and natural gas.



The maximum admixture of the fermentation gas to the natural gas is limited by the minimum allowable level of the energy content of the resulting gas mixture, as regulated in the existing Austrian gas quality directive ÖVGW G31. According to this limit, the maximum admixture of fermentation gas with natural methane content is approximately 5.6 %. But in this case, only about 10 % of the Austrian fermentation gas potential can be fed in as cheap “admixture gas” without methane enrichment.

To feed in the entire available Austrian fermentation gas potential in a cost effective way, one has to reduce the minimum level of the resulting energy content of the gas mixture by about 8 % down to 10 kWh/m<sup>3</sup>. Then, the maximum admixture of fermentation gas with natural methane content can be increased up to approximately 25 % of the overall gas flow at the feed-in point of the gas line. As analyses have shown, this would cause no technical problems within the grid and at the consumers gas devices. However, the value of (lower) calorific value of the gas at the consumer has to be kept relatively constant. Therefore, a reduction of the minimum permissible calorific value down to about 10 kWh/m<sup>3</sup> within a new quality directive for mixture gas is strongly recommended. This would be a substantial contribution to an economically optimised usage of fermentation gas for feed-in. For a annual feed-in of about 1 billion m<sup>3</sup> of fermentation gas and an average cost saving of 2,15 €cent/kWh this would result in a annual cost saving of approximately 140 mio. €.

The competitiveness of the fermentation gas feed-in also depends on the possible proceeds. In this study, different options were regarded, reaching from a sales of the fermentation gas to a gas supply enterprise up to direct marketing activities at ecologically strongly motivated customers. As it was shown, the proceeds (energy price) for the fermentation gas ranges from 1,2 €cent/kWh (gas utilities) up to 2,5 €cent/kWh. Therefore, there are marketing opportunities, which are cost-covering for fermentation gas feed-in. Although, it has to be pointed out, that these cost covering markets are very small market gaps, which cannot take up the entire Austrian fermentation gas potential by far. For fermentation gas from energy crops fed in as admixture gas into the grid the total costs amount to about 4,0 €cent/kWh.

With earnings of 1,2 €cent/kWh a subsidy of 2,8 €cent/kWh is necessary to reach cost-covering.

A further substantial obstacle for an attractive fermentation gas marketing is the present "duty" for the usage of the gas grid. This so-called "gas system usage tariff" (the Austrian "Gassystemnutzungstarif") is a fix tariff calculated in a very disadvantageous way for fermentation gas feed-in. Even if the gas grid for fermentation gas transport is used for only short distances, e.g., a few hundred meters, the full "duty height" has to be charged. This calculation method must be replaced a calculation method strongly based on a the real, distance depending usage of the gas grid for transport. The tariffs for local gas transport must be reduced from up to 10 €cent/m<sup>3</sup> (1 €cent/kWh) at present by about 70 % down to about 0,3 €cent/kWh. A fair cost, distance-dependent tariff system is thus a further substantial condition for an economically attractive fermentation gas feed-in.

A very special economically attractive marketing opportunity of fermentation gas is the construction of direct lines. In this way, for instance, enterprises close to the fermentation gas facility could be delivered in direct way without using the public gas grid with its expensive transport duties. Also the establishment of local fermentation gas grids (islands) similar to the already existing LPG islands is an attractive marketing opportunity.

Despite some small market niches with high price levels, cost-covering for fermentation gas feed in is usually only realistic with attractive feed-in tariffs, similar to those for electricity from renewables in the Austrian eco current law ("Ökostromgesetz"). The necessary height of the subsidies depend on the size of the plant and the used raw fermentation gas. a bandwidth of minimum 2,6 €cent/kWh up to 4,3 €cent/kWh for admixture gas seems to be realistic in case of a new more advantage quality directive.

In the case of usage of the entire Austrian fermentation gas potential annually subsidies of 287 million € are needed. By further improving the framework conditions (system use tariffs) the subsidies can be significantly reduced.

The results of the study has shown, that the feed-in of fermentation gas to the public gas grid is technically feasible without undermining the safe operation of grid consumer devices. The feed-in of fermentation gas is already possible within the present legal framework (quality directives, system using tariffs). However, this framework is optimised for natural gas and disadvantageous for fermentation gas. This results in high costs for fermentation gas feed-in. By optimising the framework for natural gas and fermentation gas, the costs (and subsidies) for fermentation gas feed-in can be significantly be reduced.

In the case of using the entire technically available Austrian fermentation gas potential, the Austrian CO<sub>2</sub>-emissions could be reduced by approximately 1,6 %. The fermentation gas feed-in is thus an attractive measure against global warming and a substantial contribution for sustainable development in Austria.



# 1. Einleitung

Biogas entsteht bei der Vergärung von Pflanzen, Lebensmittelresten oder tierischen Exkrementen (Gülle), fällt aber auch in Kläranlagen und Mülldeponien an. Biogas weist einen sehr hohen Methangehalt auf, der energetisch genutzt werden kann.

Biogas ist dabei keine Erfindung der letzten Jahre sondern bereits seit 1682 bekannt, als die beiden Wissenschaftler Robert Boyle und Denis Papin die Gasbildung bei der Zersetzung pflanzlichen Materials beobachteten. Der italienische Forscher Alessandro Volta entdeckte 1776 das sogenannte Sumpfgas. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurden die theoretischen Kenntnisse in die Praxis umgesetzt und erstmals Faulräume gebaut. 1935 wurden beispielsweise 95 Wagen des Stuttgarter Fuhrparks mit Biogas betrieben.

Die niedrigen Energiepreise (Öl) in den Sechziger Jahren des vorigen Jahrhunderts bewirkten einen Stillstand sowohl in der Forschung als auch im Bau von Biogasanlagen. Nach den Energiekrisen 1973 und 1979/80 erfuhr die Biogastechnik in den industrialisierten Ländern wieder vermehrt Anwendung. Globale Zielsetzungen, wie das Kyoto-Ziel, mit der Aufgabe, den Ausstoß der Treibhausgase zu vermindern, und die - mehr oder weniger ambitionierten - staatlichen Maßnahmen bewirken derzeit in den Industrieländern einen Aufschwung für diese Technik.

Biogas wurde in Österreich bislang fast ausschließlich zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken eingesetzt. Die dabei erreichte energetische Nutzung der im Biogas enthaltenen Energie ist meist gering, da die neben der elektrischen Energie entstehenden Abwärme aufgrund fehlender Abnehmer meist nicht genutzt werden kann. Dadurch gehen bis zu zwei Drittel der im Biogas enthaltenen Energie ungenutzt verloren. Das heißt, die Biogas-Verstromung ist meist ein energetisch sehr ineffizienter Prozess.

Eine andere, energetisch effizientere Form der Biogasnutzung stellt die Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz dar. Das Biogas wird über das Gasnetz zum Verbraucher geleitet und dort etwa für die Stromerzeugung, Heizzwecke oder als Treibstoff eingesetzt. Der wesentliche Vorteil der Biogas-Netzeinspeisung im Sinne eines zukunftsfähigen Energiesystems ist in der Trennung von Erzeugungs- und Nutzungsort zu sehen. Damit ist einerseits eine örtlich flexiblere Nutzung des Biogases mit höherem Wirkungsgrad verbunden, gleichzeitig ersetzt Biogas fossiles Erdgas. Bei der Verbrennung von Biogas wird zwar ebenfalls Kohlendioxid freigesetzt, im Unterschied zu Erdgas stammt dieses Kohlendioxid jedoch aus regenerativen Kreislaufprozessen. Darunter ist zu verstehen, dass der Kohlenstoff, der bei der Verbrennung von Biogas als CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre abgegeben wird, zuvor beispielsweise von der vergärten Pflanze während ihres Wachstums der Atmosphäre entzogen wurde. Im Unterschied zu Erdgas kommt es daher zu keiner Erhöhung der Kohlendioxidkonzentration in der Erdatmosphäre und somit zu keiner Verstärkung des Treibhauseffekts. Man spricht von CO<sub>2</sub>-Neutralität des Biogases. Die Reduktion des Erdgasverbrauchs zugunsten einer verstärkten Nutzung von Biogas ist damit ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

## 1.1 Verfahrensschritte zur Biogas-Netzeinspeisung

In Abbildung 1 sind die Verfahrensschritte zur Biogas-Netzeinspeisung dargestellt.



Abbildung 1: Verfahrensschritte bei der Biogas-Netzeinspeisung

Das Rohbiogas stammt aus der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (NAWARO), Kofermenten oder aus Deponie- und Klärgas, ist meist stark verunreinigt (Schwefel, Wasser) und besitzt einen Methangehalt von typ. 60 % bei einem CO<sub>2</sub>-Gehalt von etwa 40%. Dieses verunreinigte Rohbiogas wird nun mittels Reinigung und Methananreicherung zu Produktbiogas aufbereitet. Der Umfang der Methananreicherung hängt dabei von der geforderten Gasqualität ab. Kann Biogas mit seinem natürlichen Methangehalt in das Gasnetz eingespeist werden, dann spricht man von „Zusatzgas“, das dem Erdgas in einer bestimmten Menge zugesetzt werden kann. Es ist in diesem Fall keine Methananreicherung erforderlich. Wird der Methangehalt auf einen Wert knapp über 90 % angehoben, wird in dieser Studie von „angereichertem Zusatzgas“ gesprochen. Wird das Rohbiogas auf die Gasqualität von Erdgas gebracht, spricht man von „Austauschgas“. Neben der Methananreicherung ist dann auch noch eine Flüssiggasbeimischung erforderlich, um den vorgeschriebenen Brennwert für Erdgas zu erreichen.

Nach der Aufbereitung erfolgt der Anschluss an das Gasnetz. Wichtigster Punkt ist hier die Frage nach der Netzeinspeisung in Netzebene 2 (bis 70 bar) oder Netzebene 3 (bis 6 bar), da eine entsprechende Verdichtung des Biogases durchgeführt werden muss.

Abbildung 2 zeigt die verschiedenen Verfahrensschritte in Abhängigkeit von der geforderten Produktgasqualität.

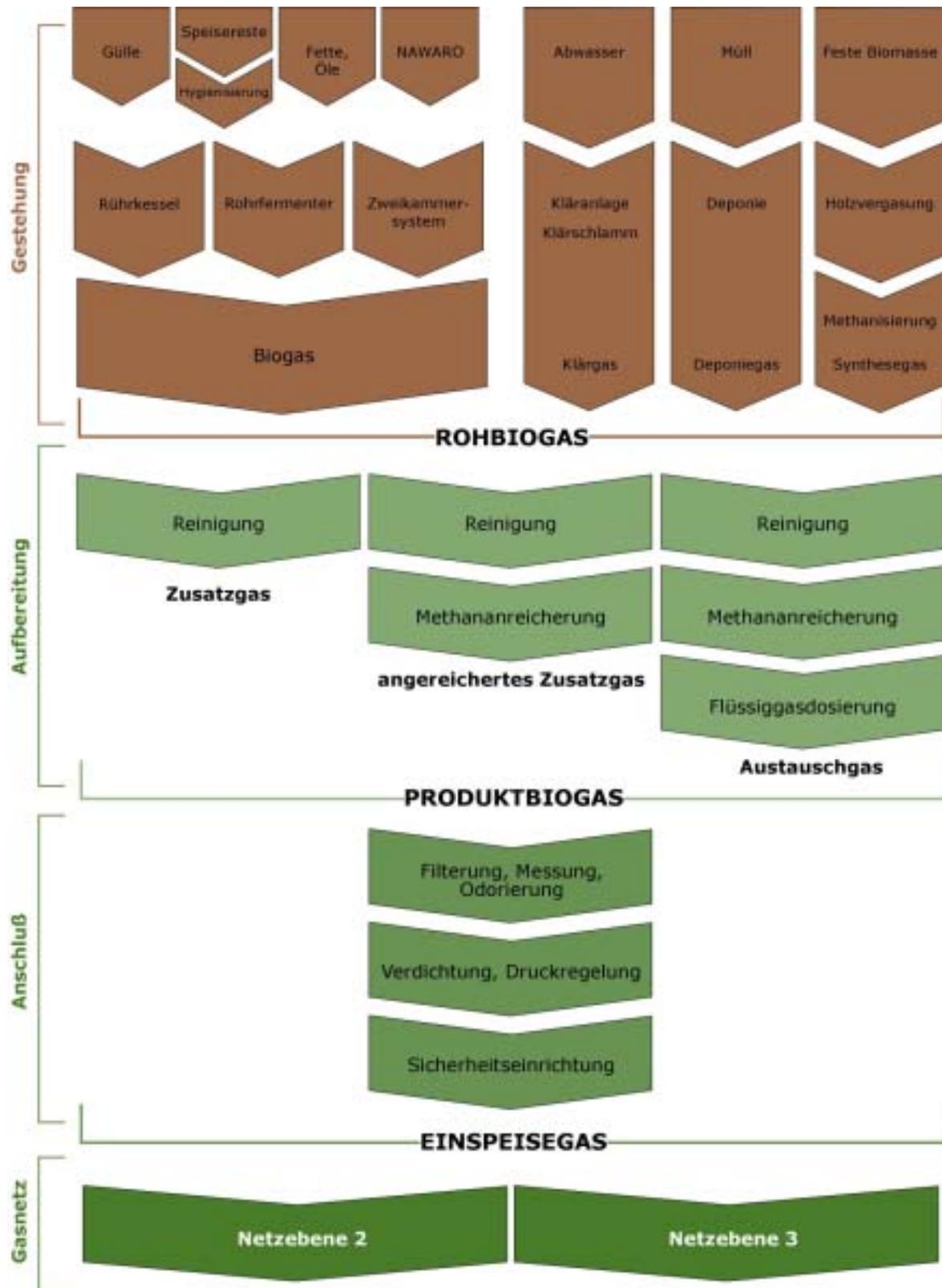


Abbildung 2: Verfahrensschritte bei der Biogas-Netzeinspeisung in Abhängigkeit von der erforderlichen Produktgasqualität

## 1.2 Aktuelle Projekte im Bereich Biogas-Netzeinspeisung

In den vergangenen Monaten sind auch in Österreich mehrere Initiativen gesetzt worden, um die Biogas-Netzeinspeisung in der Praxis zu erproben. Die Mehrzahl der Projekte hat aufgrund der aktuellen rechtlichen Situation die Biogas-Einspeisung in Form von Austauschgas zum Ziel. Hier ein Überblick:

### Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation der Technischen Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik mit dem Projektpartner Wien Energie Gasnetz GmbH

Dieses Projekt wird im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft FFF-Nr. 807739 gefördert. Abgehend von den „konventionellen“ Verfahren zur Methananreicherung im Biogas wird dabei die Gaspermeation mittels Membranen untersucht. Derzeit wird der Probetrieb an einer bestehenden Biogasanlage in St. Martin im Burgenland durchgeführt. In dieser Anlage werden ausschließlich NAWARO vergärt, damit kann mit einer relativ kontinuierlichen Rohgaszusammensetzung gerechnet werden. Die Anlage produziert etwa 10 m<sup>3</sup>/h Produktgas welches derzeit noch im vorhandenen BHKW verstromt wird. Eine Einleitung in das bestehende Gasnetz der BEGAS ist angedacht. Mit aussagekräftigen Daten über die Prozessführung wird ab Juni 2005 gerechnet [Graf 2005]. Dieses Projekt wird im Kapitel 4 bei den Methananreicherungsmethoden ausführlich beschrieben.

### Biogas-Einspeisung der erdgas oö:

In Oberösterreich soll im Frühjahr 2005 eine Demonstrationsanlage zur Aufbereitung von Biogas in Betrieb gehen, die das Rohgas aus einer bestehenden Biogas-Anlage<sup>4</sup> aufbereitet. Der Rohbiogasstrom soll 10 m<sup>3</sup>/h betragen, im aufbereiteten Zustand werden 6 m<sup>3</sup>/h in Erdgas-Qualität in das lokale Ortsnetz eingespeist. Die Genehmigung für das Projekt wurde von der OÖ-Umweltrechtsabteilung am 17. November 2004 erteilt. Die Inbetriebnahme ist nach Bau und Lieferung der Anlagenkomponenten für Mai 2005 vorgesehen. Ab Juli 2005 soll die Anlage in den Normalbetrieb übergehen.

Das Forschungsprojekt läuft über eine Dauer von drei Jahren. Der Betrieb dient neben der Gewinnung von technischen Erfahrungen unter anderem dem Know-how-Gewinn im rechtlichen Umfeld und der Klärung künftiger Finanzierungsfragen [erdgas 2005].

Von der technologischen Seite wird das Hauptaugenmerk auf die Gasreinigung und -aufbereitung gelegt, sämtliche Aspekte der Biogasgewinnung wie etwa Rohstoffbereitstellung, Gärprozess etc. werden seitens der erdgas oö ausgeklammert. Das diesbezügliche Betreiber Know-how wird vom beteiligten Landwirt beigestellt. Bei der Gasaufbereitung kommt die Technologie nach der Druckwechseladsorption (PSA) zum Einsatz. Nach erfolgter Aufbereitung von Austauschgas wird dieses in das Ortsnetz der Gemeinde Pucking im Druckbereich von 700 mbar eingespeist (Das Ortsnetz ist auf einen

---

<sup>4</sup> Landwirt Franz Linsbod in Pucking betreibt seit rund 10 Jahren eine Anlage die Biogas aus der Tierhaltung erzeugt und zur Stromgewinnung in einem Block-Heizkraftwerk mit einer Leistung von 18 kW<sub>e</sub>l nutzt.

maximalen Druck von 1 bar ausgelegt). Wesentlich dabei ist auch, dass in diesem definierten „Referenznetz“ die Qualitätskontrolle erfolgen wird, um Daten für künftige Projekte sammeln zu können.

In Abbildung 3 sind die Projektteilnehmer (Landwirt, Gasversorger, Energie-, Landwirtschaft- und Wirtschaftressort) bei der Presseveranstaltung vom 23.11.2004 zu sehen.



Abbildung 3: Die Projektteilnehmer der „Biogas-Einspeisung“ in Oberösterreich (vnl.) Geschäftsführer der erdgas OÖ Klaus Dorninger, Wirtschaftslandesrat Viktor Sigl, Energielandesrat Rudi Anschober, Biogasanlagenbetreiber Fam. Linsbod, Agrarlandesrat Josef Stockinger, ÖO LWK Präsident Hannes Herndl [erdgas oö 2005]

#### Biogasprojekt der SALZBURG AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation:

Im vergangenen Jahr forcierte die Salzburg AG ein Biogaseinspeiseprojekt in Seekirchen, welches aufgrund mangelnder Rohstoffverfügbarkeit<sup>5</sup> nicht mehr weiter verfolgt wurde. Der angedachte Alternativstandort in Siggerwiesen, wo auch Schlachtabfälle zum Einsatz gekommen wären, wurde mangels Interesse des Lieferanten der Schlachtabfälle verworfen. Derzeit stehen zwei mögliche Standorte zur Auswahl. Für den Standort Wals befindet sich eine Anlage, die 150 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas produziert, in der Einreichphase. Es wird geprüft, ob den Bedingungen der Qualitätskriterien der ÖVGW G 31 am Einspeisepunkt genüge getan werden kann, indem das aus dem Netz entnommene Erdgas mit dem gereinigten und aufbereitetem Biogas vermengt wird und als „abgemischtes Zusatzgas“ wieder eingespeist

<sup>5</sup> Die Anlage sollte in ihrer ursprünglichen Konzeption ausschließlich mit NAWARO betrieben werden.

wird. D.h. es soll bei diesem Projekt im Gegensatz zum Projekt der Erdgas oö (wo Austauschgas produziert wird) die Möglichkeit des Vermischungseffektes in Betracht gezogen werden. Die Einspeisung in Wals soll in der Netzebene 2 erfolgen<sup>6</sup>.

Eine weitere Überlegung - ähnlich wie beim Projekt in Oberösterreich - wird im Zusammenhang mit dem Umbau an der Kläranlage in Zell am See angedacht. Dabei wird die Möglichkeit erwogen, dass bei der Behandlung des Klärschlammes anfallende Gas nach erfolgter Aufbereitung in das Gasnetz einzuspeisen.

Um mögliche Beeinträchtigungen im Gasnetz hinsichtlich Schadstoffe (insbesondere H<sub>2</sub>S in Verbindung mit H<sub>2</sub>O) zu ermitteln, wurde bereits im Vorfeld ein metallurgischer Experte hinzugezogen, der etwaige Schadenspotentiale ermitteln soll.

Ein Fokus dieses Projektes hinsichtlich Wirtschaftlichkeit liegt im Bereich der Wohnbauförderung. So werden beispielsweise Hausbesitzer oder Wohnungsgenossenschaften von speziellen Umweltförderungen im Wohnbau ausgeschlossen, wenn das Objekt nicht mit erneuerbarer Energie versorgt wird (z.B. Hackschnitzel oder Pellets). Die Gasversorger rechnen damit, dass über die Bereitstellung von Biogas über das Gasnetz derartige Kunden gewonnen oder zumindest nicht verloren werden.

Integriert in dieses Vorhaben ist auch das Projekt „BioMethan“ welches im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft FFF-Nr. 807738 die Grundlagen für dieses Demonstrationsprojekt liefern soll. Weiters sollen Erkenntnisse speziell für die Entschwefelung mittels Biotropfkörper gewonnen werden. Eine Optimierung der verschiedenen Adsorbentmaterialien bei der Methananreicherung mittels PSA-Technologie wird ebenfalls in Versuchen getestet<sup>7</sup>.

#### Bio – und Klärgasprojekt der Steirischen Gas-Wärme GmbH:

Die Steirische Gas-Wärme GmbH befasst sich derzeit mit der Errichtung einer Biogasanlage am Standort einer Kläranlage mit dem Ziel der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz. Mit der Realisierung dieser Demonstrationsanlage soll die Grundlage für die Beantwortung der Fragen hinsichtlich Systemintegration (Qualität und Liefercharakteristik), qualitative und monetäre Kriterien für die Einspeisung von Biogas beantwortet werden. Nach den Ergebnissen der Ende 2003 fertig gestellten Standortstudie soll am Gelände einer Kläranlage eine gewerbliche<sup>8</sup> Biogasanlage errichtet werden.

Neben der Errichtung der Biogasanlage, die nach dem Stand der Technik ausgeführt wird, ist eine Gasreinigungsanlage für die Aufbereitung auf Erdgasqualität entsprechend der ÖVGW Richtlinie G31, sowie eine Verdichteranlage und Gaseinspeisestation für die Einspeisung in

---

<sup>6</sup> In der Netzebene 2 herrscht ein Druck von bis zu 70 bar. Das Netz wird im Fall der Salzburg AG allerdings nur bis zu 40 bar belastet, weswegen nur dieses Druckniveau gehalten werden muss.

<sup>7</sup> Üblicherweise kommt bei dieser Technologie das diskontinuierliche Festbettverfahren zum Einsatz. Es soll auch untersucht werden, ob ein kontinuierliches Wirbelschichtverfahren kostengünstiger arbeiten kann.

<sup>8</sup> Als Input sollen Küchenabfälle, Speisereste, biogene Abfälle aus der Hausabfallsammlung, Grün- und Rasenschnitt, Flotatfette, Fettabscheiderinhalte zum Einsatz kommen.

das regionale Versorgungsnetz auf Netzebene 3 vorgesehen. Darüber hinaus wird ein Gasqualitätsüberwachungssystem für die Integration in ein umfassendes Monitoringsystem installiert. Die zwei wesentlichen Meilensteine des Projektes lassen sich mit dem Baubeginn - bei entsprechender Rohstoffverfügbarkeit - im ersten Quartal 2005 und eine Inbetriebnahme bis Ende 2005 definieren.

Um einen freien Zugang von Kunden und Endverbrauchern zum Erdgasverteilernetz zu ermöglichen, sind die Netzbetreiber verpflichtet, Netzzugangskriterien zu definieren. Da das Gaswirtschaftsgesetz auch die Möglichkeit der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz vorsieht, haben die Netzzugangskriterien insbesondere Qualitätsanforderungen an biogene Gase zu enthalten. Hier bietet insbesondere dieses Projekt die Chance derartige Kennzahlen unter praxisnahen Bedingungen zu ermitteln und mit bereits vorliegenden Ergebnissen aus anderen Studien abzustimmen.

## 1.3 Projektdurchführung

Voraussetzung für die rasche Etablierung und Markteinführung der Biogas-Netzeinspeisung ist ein geeigneter wirtschaftlicher und rechtlicher Rahmen sowie eine solide Kalkulationsgrundlage für Anlagenplaner. Derzeit mangelt es in Österreich jedoch sowohl an den Rahmenbedingungen wie auch an den Kalkulationsgrundlagen. Die nunmehr vorliegende Studie soll dazu beitragen, diese Defizite zu beseitigen. (Siehe Langversion des Endberichts: „Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche, und technische Voraussetzungen in Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung Nr. 19/2005) Der Innovationsgehalt der Studie liegt in der systematischen Darstellung der wirtschaftlichen und rechtlichen Situation der Biogas-Netzeinspeisung in Österreich und der notwendigen Verbesserungen, die für eine dynamische Marktentwicklung unverzichtbar sind. Die vorliegende Studie schafft damit die fachliche Grundlage auf Basis derer eine gesetzliche Regelung und eine Förderregelung gestaltet werden kann, die einen funktionierenden Heimmarkt für den Aufbau einer Biogas-Netzeinspeisung bietet. Die Studie kann weiters als Kalkulationsgrundlage verwendet werden, mit deren Hilfe Biogasanlagen kalkuliert und konzipiert werden können.

### Zielsetzungen:

Die Studie setzte sich zum Ziel, die notwendigen rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich darzustellen und auf diese Weise der Biogas-Netzeinspeisung auch in Österreich zum Durchbruch zu verhelfen. Dazu wurden folgende zwei Fragestellungen zentral bearbeitet:

- 1) Wie sollte ein optimaler wirtschaftlicher Rahmen für die Biogas-Netzeinspeisung gestaltet sein? Welcher Förderungsbedarf ergibt sich aus der Bewertung von Kosten und Erträgen auf Basis der aktuellen Technologie- und Marktsituation? Kann der Förderungsbedarf - etwa durch die Vermeidung prohibitiver Anforderungen an die Biogas-Qualität oder durch eine optimierte Vermarktung von Biogas (z.B. Abdeckung von Verbrauchsspitzen) - reduziert werden?
- 2) Wie sollte ein optimaler rechtlicher Rahmen gestaltet sein, um eine hemmnis- und diskriminierungsfreie Biogas-Netzeinspeisung zu ermöglichen? Wie sieht die aktuelle nationale Situation aus? Welche internationalen Beispiele könnten Vorbild für eine nationale Regelung sein? Welche Hemmnisse bestehen in Österreich und welcher Handlungsauftrag für den Gesetzgeber ergibt sich daraus?

Um diese beiden zentralen Fragestellungen beantworten zu können, sind zusätzlich die folgenden Fragestellungen zu bearbeiten:

- 3) Welche Qualitätsanforderungen sind an das einzuspeisende Biogas aus technischer Sicht zu stellen? Können die Qualitätsanforderungen - etwa durch die Beimengung von nicht aufbereitetem Biogas zu konventionellem Erdgas - gesenkt werden?
- 4) Wie hoch sind die Reinigungs- und Aufbereitungskosten von Biogas abhängig von der verwendeten Technologie, Quelle und Anlagenkapazität? Welche Kostenreduktion kann durch eine Reduktion der Qualitätsanforderungen erreicht werden?
- 5) Wie hoch sind die Gestehungskosten von Biogas aus unterschiedlichen Quellen?

- 6) Wie hoch sind die Anschlusskosten abhängig von Entfernung und Leitungsdruck? Wo und wie sollte in das Leitungsnetz eingespeist werden? Welche Kosten sind vom Netzbetreiber, welche vom Einspeiser zu tragen?
- 7) Wie stellt sich der aktuelle Gasmarkt dar? Welche Erlöse sind bei Einspeisung von (Bio)Gas ins Netz an welchen Einspeisepunkten erzielbar? Können die Erlöse durch Biogas-Speicherung und die Abdeckung von Verbrauchsspitzen gesteigert werden?

Um dieses Fragen beantworten zu können, wurde die Studie wie folgt strukturiert:

Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ widmet sich der Frage der Biogasqualität, die erreicht werden muss, um einerseits einen sicheren Betrieb des Gasnetzes zu gewährleisten, gleichzeitig aber auch eine kostengünstige Einspeisung von Biogas zu gestatten. Wie sich zeigt ist, es je nach Ort und Umfang der Biogas-Netzeinspeisung zweckmäßig unterschiedliche Gasqualitäten vorzuschreiben.

Kapitel 3 „Gestehungskosten“ bietet einen Überblick über die spezifischen Kosten für Rohbiogas, die in Abhängigkeit von Substrat und Anlagengröße zu erwarten sind. Es wird aber auch die Qualität des erzeugten Rohbiogases dargestellt.

Kapitel 4 „Aufbereitungskosten“ erhebt die verschiedensten Verfahrenskosten, die heute für die Reinigung und Methananreicherung am Markt sind oder sich in Entwicklung befinden. Es werden jeweils die spezifischen Aufbereitungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Art der Aufbereitung ermittelt.

Kapitel 5 „Anschlusskosten“ klärt die Frage, welchen kostenmäßigen Einfluss der Abstand der Biogasanlage zum Einspeisepunkt im Gasnetz hat und ob es sinnvoller ist, in eine Niederdruck- oder Hochdruckleitung einzuspeisen.

Kapitel 6 „Gesamtkosten“ beschreibt die spezifischen Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung in Abhängigkeit von verwendetem Substrat, Aufbereitungstechnologien, Anschlusslänge und Anlagengröße. Dazu werden verschiedenste Verfahrenskombinationen simuliert.

Kapitel 7 „Erlösmöglichkeiten“ klärt die Frage, wie das Biogas unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bestmöglich vermarktet werden kann und wie ein fairer Transporttarif (Systemnutzungstarif) für das Gasnetz gestaltet werden sollte.

Kapitel 8 „Förderbedarf“ stellt ausgehend von Gesamtkosten (Kapitel 6) und Erlösmöglichkeiten (Kapitel 7) dar, welcher Förderbedarf besteht, um Biogas kostendeckend ins Gasnetz einspeisen zu können und wie eine künftige Förderregelung im Rahmen eines Ökogasgesetzes gestaltet werden könnte.

Kapitel 9 „Rechtliche Situation“ beschreibt im Detail die derzeitige rechtliche Situation, vergleicht sie mit andern Staaten und schließt mit konkreten Empfehlungen zur Neugestaltung des rechtlichen Rahmens.

Kapitel 10 „Zusammenfassung, Schlussfolgerungen“ stellt die wichtigsten Erkenntnisse dieser Studie in komprimierter Form nochmals dar, überprüft wie weit die ursprünglichen Zielsetzungen der Studie erreicht werden konnten und zeigt den künftigen Forschungsbedarf auf.

#### Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Die vorliegende Arbeit unterstützt in vielerlei Hinsicht die Zielsetzungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ .

- Es wird das Zusammenspiel zweier unterschiedlicher Energieträger – Biogas und Erdgas – optimiert.
- Bei der Biogas-Netzeinspeisung werden ausschließlich regional verfügbare, biogene erneuerbare Energieträger genutzt.
- Es werden durch die Biogas-Netzeinspeisung hochwertige Arbeitsplätze mit hohem Wertschöpfungsanteil in den Regionen geschaffen.
- Die Biogas-Nutzung bzw. Netzeinspeisung führt zu einer unmittelbaren Umweltentlastung (zB Grundwasser) besitzt daher hohe Akzeptanz und trägt zu einer entsprechenden ökologischen Bewusstseinsbildung bei.
- Die Biogas-Nutzung und –Netzeinspeisung trägt in mehrfacher Hinsicht zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bei, etwa durch die Reduktion von Methan-Emissionen, durch die Substitution von fossilem Erdgas und durch die Möglichkeit einer optimalen, effizienten energetischen Nutzung des eingespeisten Biogases.

Die im Rahmen der vorliegenden Studie verfolgten Zielsetzungen tragen damit in jeder Hinsicht zur Verwirklichung eines effizienten, auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Gesamtenergiesystems bei.

Die nun durchgeführte Studie ist erster Schritt im Rahmen einer mittelfristig umsetzbaren, mehrstufigen Gesamtstrategie. Auf Basis der nun durchgeführten Studie kann das Projekt „Biogas-Netzeinspeisung“ sowohl in Richtung der Schaffung eines geeigneten wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmens („Ökogasgesetz“, Förderregelung) wie auch in Richtung von Demonstrationsanlagen vorangetrieben werden.

#### Nachhaltigkeit:

Die Zielsetzungen der vorliegenden Arbeit entspricht in allen Aspekten den Leitprinzipien einer nachhaltigen Technologieentwicklung:

- Biogas ist eine erneuerbare Energieressource
- Die Biogas-Netzeinspeisung führt zu einer effizienteren Nutzung der Energie, da im Unterschied zur konventionellen Biogas-Verstromung eine gekoppelte Nutzung von Wärme und Strom forciert wird.
- Die Biogas-Nutzung entspricht dem Prinzip eines geschlossenen, somit CO<sub>2</sub>-neutralen Stoffkreislaufs.
- Bei der Biogas-Netzeinspeisung handelt es sich sowohl um eine flexible, adaptionsfähige wie auch fehlertolerante Energietechnologie.
- Die Biogas-Nutzung schafft regionale Arbeitsplätze, entlastet die Umwelt (zB Grundwasser) und trägt damit zur Sicherung von Einkommen und Lebensqualität bei.

#### Projektlauf:

Die Studie wurde in einer Arbeitsgemeinschaft bestehend aus DI Dieter Moor, Dr. Gernot Hutter, Mag Thomas Pflanzl und DI Dr. Dieter Hornbachner (Projektleitung) erstellt. Fachliche Unterstützung erhielt das Projektteam von Ing. Christian Gikopoulos von der Steirischen Gas und Wärme. Für den Projektsupport war DI Harald Pinter zuständig

Die Arbeiten an der Studie begannen im Februar 2004 und wurden im Januar 2005 abgeschlossen.

Die Erstellung der Kapitel erfolgte arbeitsteilig, die Ergebnisse wurden in regelmäßigen Workshops im Projektteam diskutiert. In Tabelle 1 sind die Autoren der verschiedenen Hauptkapitel angeführt.

Kapitel	Autoren
Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“	Gernot Hutter, Thomas Pflanzl, Dieter Hornbachner
Kapitel 3 „Gestehungskosten“	Dieter Moor, Dieter Hornbachner
Kapitel 4 „Aufbereitungskosten“	Dieter Moor, Dieter Hornbachner
Kapitel 5 „Anschlusskosten“	Gernot Hutter, Dieter Moor, Dieter Hornbachner
Kapitel 6 „Gesamtkosten“	Dieter Moor, Dieter Hornbachner
Kapitel 7 „Erlösmöglichkeiten“	Gernot Hutter, Thomas Pflanzl, Dieter Hornbachner
Kapitel 8 „Förderbedarf“	Dieter Hornbachner
Kapitel 9 „Rechtliche Situation“	Gernot Hutter, Thomas Pflanzl, Dieter Hornbachner

Tabelle 1: Autoren der Kapitel

Das Projektteam nahm sowohl an den vom EdZ-Schirmmanagement durchgeführten Vernetzungsveranstaltungen teil, es wurden auch acht ganztägige „interne“ Workshops durchgeführt, in denen der Stand der Arbeiten präsentiert und diskutiert wurde.

	Termin
1. Workshop	14. April 2004
2. Workshop	8. Juni 2004
3. Workshop	14. Juli 2004
4. Workshop	13. September 2004
5. Workshop	13. Oktober 2004
6. Workshop	9. November 2004
7. Workshop	13. Dezember 2004
8. Workshop	18. Januar 2005

Tabelle 2: Interne Workshops der Arbeitsgemeinschaft

Im Zuge der Studiererstellung gab es zahlreiche Kontakte zu anderen EdZ-Projekten. Eine besonders intensive Abstimmung erfolgte mit dem EdZ-Projekt Nummer 807711 „Biogas-Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“ der Fachhochschule Kapfenberg. Dazu wurde am 17. August 2004 in Wien ein gemeinsamer Workshop veranstaltet.

## 2. Qualitätsanforderungen

Biogas besitzt eine andere chemische Zusammensetzung und unterscheidet sich insbesondere durch seinen niedrigeren Methangehalt (typ. 60 %) und niedrigeren Brennwert (typ. 6,6 kWh/m<sup>3</sup>) von Erdgas. Darüber hinaus ist Biogas mit sogenannten „Gasbegleitstoffen“ verunreinigt, die im Gasnetz und beim Verbraucher zu Schäden führen würden. Biogas muss daher vor der Einspeisung in das Gasnetz gereinigt werden. Um es an den Brennwert von Erdgas anzupassen, ist derzeit auch eine sogenannte „Methananreicherung“ notwendig. Die aktuell gültigen Qualitätsanforderungen, die Biogas (aber auch Erdgas) bei der Netzeinspeisung zu erfüllen hat, sind in der ÖVGW-Richtlinie G31 festgelegt.

In diesem Kapitel wird geklärt, welche Qualitätsanforderungen für Biogas abhängig von Verwendungszweck und Einspeisepunkt gelten müssen, um einen technisch einwandfreien und sicheren Betrieb des Gasnetzes zu gewährleisten, dh, ohne im Netz oder beim Verbraucher Schäden oder technische Probleme zu verursachen. Wie im Zuge dieses Kapitels ausgeführt wird, können diese Qualitätsanforderungen durchaus unterschiedlich sein, je nach Ort und Umfang der Einspeisung. Derzeit kann Biogas in das österreichische Gasnetz nur dann eingespeist werden, wenn es am Einspeisepunkt dieselbe Qualität wie Erdgas aufweist. Damit sind entsprechend hohe Kosten für die Reinigung aber vor allem Methananreicherung von Biogas verbunden, die die gesamten Investitionskosten einer Biogasanlage deutlich belasten. Die derzeitigen Qualitätsanforderungen stellen historisch bedingt auf Erdgas ab und berücksichtigen nicht die besonderen Anforderungen der Biogas-Netzeinspeisung.

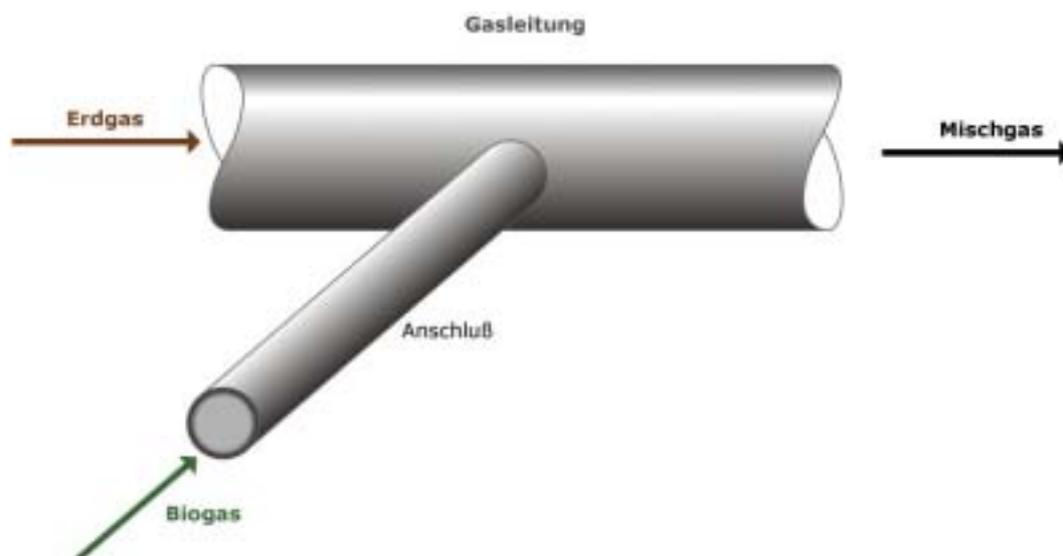


Abbildung 4: Mischung von Erdgas und Biogas im Gasnetz

In diesem Kapitel werden die minimalen, aber technisch sicheren Qualitätsanforderungen an das eingespeiste Biogas (sei es als Zusatz- oder Austauschgas) und das abgegebene Mischgas ausgelotet, um den Aufwand und damit die Kosten für die Aufbereitung des Biogases zur Netzeinspeisung gering zu halten. Dabei ist jedoch unbedingt darauf zu achten, dass die Sicherheitsstandards im Gasnetz und für die Verbraucher in keiner Weise beeinträchtigt werden. Diese technisch und kostenmäßig optimierten Qualitätsanforderungen werden abschließend zu einem Vorschlag zur Novellierung der aktuellen rechtlichen Situation in Form einer neuen Qualitätsrichtlinie zusammengefasst. Diese gestattet es, das österreichische Biogaspotenzial kostengünstig, aber sicher, zur Netzeinspeisung zu nutzen. Diese neue Qualitätsrichtlinie unterscheidet zwischen Qualitätsanforderungen an das einzuspeisende Biogas (Zusatzgas, angereichertes Zusatzgas oder Austauschgas) und Qualitätsanforderungen an das Gas (Mischgas) beim Verbraucher.

Von zentraler Bedeutung ist die Frage, in welchem Umfang Biogas als sogenanntes „Zusatzgas“ oder als „Austauschgas“ ins Netz eingespeist werden kann. Von Zusatzgas spricht man, wenn Biogas mit seinem natürlichen, niedrigen Methangehalt (typisch 60 %) in das Netz eingespeist wird und dem Erdgas in geringen Mengen (typ. 5 – 25 %) „zugemischt“ wird. Es bildet sich dadurch eine Gasmischung mit einer Qualität, die geringfügig niedriger als jene von reinem Erdgas ist. Es entsteht sogenanntes „Mischgas“, dessen Qualität vom Mischungsverhältnis Biogas / Erdgas und den Einspeisequalitäten von Biogas und Erdgas abhängt (vgl. Abbildung 4). Die Qualitätsanforderungen von Biogas als Zusatzgas sind damit deutlich niedriger als jene von Erdgas. Es kann meist auf eine Methananreicherung verzichtet werden, auch die Anforderungen an die Reinigung (Entfernung Gasbegleitstoffe) sind weniger streng.

Der internationale Vergleich von Qualitätsanforderungen für die Biogas-Netzeinspeisung zeigt, dass in einigen Pionierländern die Einspeisung von Biogas dadurch erleichtert wird, in dem Biogas als sogenanntes Zusatzgas in gereinigtem, aber nicht vollständig angereichertem Zustand in das Gasnetz eingespeist werden kann. Weiters wird auch die Qualität nicht auf den Einspeisepunkt, sondern auf die Qualität im Netz bzw. am Entnahmepunkt bezogen. Damit werden wiederum Vermischungseffekte von Biogas mit Erdgas mitberücksichtigt und dementsprechend kann auch gereinigtes Biogas mit einem typischen CH<sub>4</sub>-Anteil von bspw. 60 % und einem Anteil von CO<sub>2</sub> von 40 % in einem bestimmten Ausmaß eingespeist werden. In einigen Ländern (siehe Tabelle 3) wurde die Einspeisung von nur gereinigtem, aber nicht angereichertem Biogas bereits in die Praxis umgesetzt wurde, ohne dabei die jeweiligen sicherheitstechnischen Anforderungen für den Betrieb eines Gasnetzes zu gefährden.

		Österreich	Deutschland	Schweden	Dänemark	Schweiz Austauschgas	Schweiz Zusatzgas
	Bezugspunkt	Einspeisung	Einspeisung	Netz	Netz	Einspeisung	Einspeisung
1.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	≤ 0,5 Vol.%	< 0,5 Vol. %	≤ 1 Vol. %	k.A.	≤ 0,5 Vol.%	≤ 0,5 Vol.%
2.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	≤ 4 Vol.%	< 5 mg/Nm <sup>3</sup>	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
3.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	≤ 2Vol.%	keine Höchstwerte	≤ 3 Vol. %	1,4 Vol.%	k.A.	natürlicher CO <sub>2</sub> -Gehalt von Klärgas
4.	Stickstoff (N <sub>2</sub> )	≤ 5 Vol.%	keine Höchstwerte	k.A.	0,3 Vol.%	k.A.	k.A.
5.	Gesamtschwefel	< 10 mg S/m <sup>3</sup>	≤ 30mg/m <sup>3</sup>	< 23 mg S/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.	k.A.
6.	Methangehalt	k.A.	k.A.	> 96 Vol.%	87-91 Vol.%	≥ 96 Vol.%	natürlicher CH <sub>4</sub> -Gehalt von Klärgas
7.	Wasserdampf- Taupunkt	Maximal –8 °C bei einem Druck von 40 bar	t <sub>s</sub> > Boden- temperatur	k.A.	< -5 °C	k.A.	k.A.
8.	Relative Dichte	0,55 bis 0,65	k.A.	k.A.	0,625	k.A.	k.A.
10.	Wobbe-Index (kWh/m <sup>3</sup> )	13,3 bis 15,7	k.A.	k.A.	14,42- 15,25	k.A.	k.A.
11.	Brennwert (kWh/m <sup>3</sup> )	10,7 bis 12,8	8,4 –13,1	k.A.	11,1-12,3	k.A.	k.A.

Tabelle 3: Vergleich der Qualitätsanforderungen für Biogas-Netzeinspeisung in Österreich, Deutschland, Schweden, Dänemark (gemessene Qualitätskriterien) und der Schweiz

In welchem Ausmaß die Qualitätsanforderungen zu modifizieren sind, hängt neben technischen Erwägungen auch von der zu „bewältigenden“ Biogasmenge ab. Die Analyse der vorhandenen Abschätzungen verschiedener Autoren über das Potenzial der Primärenergieträger bzw. einer eigens in Auftrag gegebenen Studie über das Deponiegaspotenzial führt zu dem Ergebnis, dass jährlich ein Potenzial von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> (24 PJ) Biogas mit einem durchschnittlichen Brennwert von 6,6 kWh/m<sup>3</sup> in Österreich nutzbar wäre. Das Gesamtpotenzial für Biogas stammt dabei im Ausmaß von 640 Mio. m<sup>3</sup> aus der Nutzung von Energiepflanzen, 60 Mio. m<sup>3</sup> aus Gülle von Rindern und Schweinen, 146 Mio. m<sup>3</sup> aus Klär- und 166 Mio. m<sup>3</sup> aus Deponien.

Im Vergleich zum jährlichen Erdgasverbrauch im Ausmaß von ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup> (360 PJ) im Jahr 2003 entspricht die Energiemenge von 1 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas (24 PJ) einem Verhältnis von 6,7 %. Durch die Substitution dieser Erdgasmenge durch Biogas könnten eine treibhauswirksame CO<sub>2</sub>-Menge im Ausmaß von 1,18 Mio. Tonnen pro Jahr eingespart werden. Dies würde bezogen auf die Gesamtemissionen (2003: 67,6 Mio. Tonnen) zu einer Reduktion der österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1,74 % führen.

Um dieses Biogaspotenzial für die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz auch entsprechend nützen zu können, wurden mehrere Szenarien analysiert, um darauf aufbauend Änderungsvorschläge für die Qualitätsanforderungen, insbesondere im Hinblick auf die derzeit erdgasspezifischen brenntechnischen Kenndaten zu erarbeiten.

Im Szenario 1 wird die Einspeisung von Biogas als Austauschgas untersucht. In diesem Fall wird Biogas auf den derzeitigen in der ÖVGW-Richtlinie G31 definierten Qualitätsstandard -

bezogen auf den Einspeisepunkt – aufbereitet, dabei existieren keine mengenmäßigen Schranken, um das bestehende Biogaspotenzial von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> als Austauschgas in das österreichische Gasnetz einzuspeisen. Aus diesem Grund sind bei diesem Einspeiseszenario keine gesetzlichen Änderungen vonnöten. Diese Art der Einspeisung ist aufgrund der Methananreicherung aufwendig und daher teuer.

Das Szenario 2 analysiert die Einspeisung von Biogas als Zusatzgas, ohne die Grenzwerte der ÖVGW G31 zu ändern. Als Zusatzgas wird dabei gereinigtes Biogas mit natürlichem Methangehalt verstanden, das sich bei der Einspeisung mit Erdgas vermischt. Bei diesem Szenario wurden die Qualitätsanforderungen nicht wie derzeit auf den Einspeisepunkt, sondern auf den Entnahmepunkt bzw. die Qualität im Netz bezogen. Wird diese Änderung der Qualitätsanforderungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt, kann Biogas mit natürlichem CH<sub>4</sub>- und CO<sub>2</sub>-Gehalt in einem Umfang von 5,6 % als Zusatzgas in das Gasnetz eingespeist werden, ohne hierfür die Qualitätsstandards (brenntechnischen Kennzahlen) an sich zu verändern.

Bei einem Inlandsgasverbrauch von ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas im Jahre 2003 ergibt das eine in Österreich theoretisch einspeisbare Biogasmenge von ca. 0,55 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas. In der Praxis kann dieser theoretische Wert jedoch schätzungsweise nur zu etwa 20 – 40 % genützt werden, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass die theoretisch mögliche Menge in allen Bereichen des Gasnetzes vollständig genützt wird. Für Szenario 2 wird daher von einer tatsächlich einspeisbaren Menge von 100 bis 200 Mio. m<sup>3</sup> ausgegangen, das sind nur 10 – 20 % des tatsächlichen Biogaspotenzials.

In Szenario 3 wird aus diesem Grund vorgeschlagen, die Gültigkeit der Richtlinie G31 auf die (ursprünglichen) Qualitätsanforderungen des eingespeisten Erdgases einzuschränken und für die Qualitätsanforderungen von Mischgas im Netz bzw. am Entnahmepunkt eine eigene Qualitätsrichtlinie zu schaffen. Aufgrund der Tatsache, dass die Qualität von österreichischem Erdgas fast ausschließlich von den Qualitätsstandards der russischen Produktionsstätten abhängig ist und in Österreich nicht beeinflusst werden kann, ist eine Veränderung der ÖVGW Richtlinie für Erdgas bei der Einspeisung daher nicht sinnvoll bzw. zielführend. Aber durch die Schaffung einer zusätzlichen neuen Richtlinie für Mischgas am Entnahmepunkt können die Rahmenbedingungen für die Einspeisung des gesamten Biogaspotenzials erheblich verbessert werden. Zu diesem Zweck wurden die brenntechnischen Daten bzw. die Gasbegleitstoffe der G31 Richtlinie unter dem Blickwinkel der Maximierung der Einspeisemenge von Biogas und unter der Einhaltung sämtlicher Sicherheitsstandards analysiert und die Modifikationen in einer neuen Qualitätsrichtlinie untersucht.

Diese Analysen haben ergeben, dass durch die Reduktion der unteren Grenzwerte des Brennwertes von 10,7 auf 9,84 kWh/m<sup>3</sup> bzw. des Wobbe-Index von 13,3 auf 12,2 kWh/m<sup>3</sup> sowie der Erhöhung des Kohlendioxidanteils von 2 auf 11% die Einspeisung des gesamten Biogaspotenzials in Österreich gewährleistet werden kann. Weitere Änderungen sind nicht notwendig, da einerseits die derzeitigen Grenzwerte ausreichend dimensioniert sind bzw. diese in Bezug auf die hohen Sicherheitsstandards (v.a. Korrosions- und Explosionsgefahr) nicht geändert werden dürfen.

Im Szenario 4 wird die in der Praxis relevante Frage der Einspeisung von teilweise angereichertem Zusatzgas mit einem Methangehalt von 90 % diskutiert. Bei dieser Form der Methananreicherung kann auf eine Flüssiggasdosierung verzichtet werden, da nicht der Brennwert von Erdgas erreicht werden muss. Verschiedene Anreicherungsverfahren (z.B. Gaspermeation) sind kostengünstiger zu betreiben, wenn der Methangehalt nur knapp 90 % erreichen muss (vgl. Kapitel 4 Aufbereitungskosten).

Die Analysen in Szenario 4 haben gezeigt, dass bereits ohne Absenkung der derzeit gültigen brenntechnischen Grenzwerte angereichertes Biogas bis zu einem Anteil von 25,5 % ins Gasnetz eingespeist werden kann. Wird der zulässige Brennwert geringfügig auf 10 kWh/m<sup>3</sup> und der Wobbe-Index auf 12,2 kWh/m<sup>3</sup> abgesenkt, können sogar 100 % des Volumenstroms durch dieses angereicherte Zusatzgas ersetzt werden. Damit kann problemlos das gesamte österreichische Biogaspotenzial von etwa 1 Mrd. m<sup>3</sup> ins Gasnetz eingespeist werden.

Die Szenarien haben gezeigt, dass eine geringfügige Änderung der brenntechnischen Grenzwerte zur Erhöhung des Einspeisepotenzials sinnvoll ist. Es wurden daher auch die Auswirkungen derartiger Änderungen der brenntechnischen Daten bzw. des Gasbegleitstoffes untersucht. Dabei kann festgestellt werden, dass Änderungen der Grenzwerte des Brennwertes, des Wobbe-Index und des Kohlendioxidanteils lediglich eine Nachjustierung der Gasgeräte bedingen, eine Schädigung des Gasnetzes bzw. der Gasgeräte ist bei dann konstanter Qualität des gelieferten Mischgases auszuschließen, weiters wird die Sicherheit des Netzbetriebes dadurch auch nicht in Frage gestellt.

Somit kann abschließend festgehalten werden, dass durch die Schaffung einer eigenen Qualitätsrichtlinie für Mischgas am Entnahmepunkt bei gleichzeitiger Wahrung der Qualitätsstandards für Erdgas bei Einspeisepunkten in das öffentliche Gasnetz optimale Rahmenbedingungen für die Einspeisung des gesamten österreichischen Biogaspotenzials geschaffen werden können und die Kosten für die notwendige Aufbereitung des Biogases deutlich niedriger ausfallen als bei Beibehaltung der derzeitigen ÖVGW-Richtlinie G31.

Die wichtigsten Unterschiede der neuen Qualitätsrichtlinie betreffen vor allem eine Neudefinition der brenntechnischen Grenzwerte, die nunmehr dem Umstand Rechnung tragen, dass das Gasnetz als Mischgasnetz mit Erdgas und Biogas betrieben wird. In Tabelle 4 sind die Detailbestimmungen dieser möglichen neuen Richtlinie dargestellt.

Brenntechnische Daten		
1.	Wobbe-Index	11,0– 15,7 kWh/m <sup>3</sup>
	Nennwert Wobbe-Index	12,2 – 14,3 kWh/m <sup>3</sup>
2.	Brennwert	9,0 – 12,8 kWh/m <sup>3</sup>
	Nennwert Brennwert	10,0 – 11,6 kWh/m <sup>3</sup>
3.	Zulässige Schwankungsbreite gegenüber Nennwert	+/- 10 %

Gasbegleitstoffe		
4.	Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	maximal 0 °C beim Betriebsdruck
5b.	Wasser: Kondensationspunkt	Betriebsdruck bis 6 bar: maximal 0 °C bei einem Druck von 10 bar
		Betriebsdruck bis 70 bar: maximal -8 °C bei einem Druck von 40 bar
6.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	≤ 0,5 Vol. %
8.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	≤ 11 Vol. %
9.	Stickstoff (N <sub>2</sub> ):	≤ 5 Vol. %
10.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	≤ 4 Vol. %
11.	Gesamtschwefel	10 mg S/m <sup>3</sup> (auf Dauer) 30 mg S/m <sup>3</sup> (im Schnitt)
12.	Mercaptanschwefel	≤ 6 mg S/m <sup>3</sup>
13.	Schwefelwasserstoff (H <sub>2</sub> S)	≤ 5 mg/m <sup>3</sup>
14.	Kohlenstoffoxidsulfid (COS)	≤ 5 mg/m <sup>3</sup>
15.	Halogenverbindungen	0 mg/m <sup>3</sup>
16.	Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	technisch frei
17.	Fest- und Flüssigbestandteile	technisch frei
Andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, dürfen nicht enthalten sein		

Tabelle 4: Qualitätskriterien für eine neue Qualitätsrichtlinie für Mischgas

Ein wichtiger Punkt im Hinblick auf die Neugestaltung der Qualitätsanforderungen ist auch die Regelung der Qualität des Biogases, die eingespeist wird. Es sind dazu keine detaillierten Qualitätsanforderungen notwendig, da grundsätzlich nur die Mischgasqualität einzuhalten ist. Um die Gesamtmenge des einspeisbaren Biogases zu optimieren, muss allerdings sichergestellt werden, dass die Einspeisung unterschiedlicher Qualitäten an unterschiedlichen Orten aufeinander abgestimmt wird. Es wird in diesem Zusammenhang empfohlen, die Einspeisung nur mit der Auflage zu gestatten, die Qualität des eingespeisten Biogases ggf. anzupassen, falls dies durch eine größer werdende Anzahl von Biogaseinspeisern und einem höheren Biogasanteil im Netz erforderlich sein sollte. Mit

anderen Worten: es muss verhindert werden, dass die ersten Biogas-Einspeiser nicht die späteren Einspeiser blockieren.

### 3. Gestehungskosten

Ein wesentlicher Kostenfaktor bei der Biogas-Netzeinspeisung betrifft die Erzeugung des Rohbiogases. Wie in diesem Kapitel gezeigt wird, variieren die Kosten dafür erheblich und hängen nicht nur vom Ausgangsmaterial, also der Rohstoffquelle, sondern auch von der Anlagengröße ab. Ebenso wie bei der Gasaufbereitung zeigt sich, dass bei steigender Anlagenkapazität die spezifischen Kosten der Rohbiogaserzeugung erheblich sinken (economy of scale).

In diesem Kapitel werden die spezifischen Gestehungskosten (Investitionen, Betrieb) von Rohbiogas ( $\text{€}/\text{m}^3$ ) in Relation zur Anlagengröße mit Bezug zu den jeweiligen Erzeugungsverfahren, Inputmaterialien (Rohstoffquellen) und Rohbiogas-Qualitäten (Energiegehalt, Inhaltsstoffe wie  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , Siloxane,...) dargestellt.

Dabei ist zu beachten, dass die Gasqualität jeder Rohbiogasquelle im Anlagenbetrieb eine bestimmte Bandbreite in ihrer möglichen chemischen Zusammensetzung aufweist, was sich wiederum auf die Aufbereitungskosten auswirkt. Die jeweilige Zusammensetzung ist in den nachfolgenden Kapiteln für die einzelnen biogenen Gase (Biogas, Klärgas, Deponiegas und Synthesegas) im Detail dargestellt.

Grundsätzlich werden in diesem Kapitel die Kosten folgender Biogas-Rohstoffquellen untersucht:

- Rohbiogas aus
  - Gülle, Dung, Jauche und Festmist, unter dem Sammelbegriff Gülle
  - NAWARO (Nachwachsende Rohstoffe) sowie
  - biogene Reststoffe (Fette, Biotonne, Lebensmittelreste, usw.)
- Klärgas aus der Abwasserentsorgung
- Deponiegas
- Synthesegas aus der Holzvergasung (Pyrolyse)

Gülle ist ein Gemisch aus Kot, Harn, sowie Wasser-, Futter- und Einstreuresten. Sie enthält je nach Tierart unterschiedlich hohe Anteile von Pflanzennährstoffen. Dung ist eine Bezeichnung für die Ausscheidungsprodukte (Kot, Harn) der Tiere. Jauche ist ein Gemisch aus Harn und Wasser. Es fällt überwiegend in der Rindviehhaltung an. Festmist oder Stallmist ist ein Gemisch von Kot, Harn und Einstreu (meist Stroh oder Sägespäne). Je nach Tierart und Strohanteil enthält Stallmist ca. 20-30 % Trockenmasse.

Die Gestehungskosten von Rohbiogas, Klärgas, Deponiegas und Synthesegas sind teilweise sehr unterschiedlich und von vielen Einflussfaktoren abhängig. Diese Faktoren betreffen zu allererst die Gasart. Beispielsweise muss für die Gestehung von Rohbiogas und Synthesegas in jedem Fall eine Anlage errichtet werden. Klärgas ist ein Abfallprodukt bei der Klärschlammbehandlung und Deponiegas fällt, ohne eine spezielle Anlage errichten zu müssen, mehr oder weniger kontinuierlich an.

D.h. es ist zu unterscheiden, ob das Substrat speziell für den Biogasprozess produziert werden muss oder ob diese Produkte als Abfall anfallen. Dies hat ebenso einen hohen

Einfluss auf die Gestehungskosten wie der Gasertrag aus diesen unterschiedlichen Quellen. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Vergärung, worunter die verschiedene Anlagensysteme und Bauarten (Speicher Anlage, Durchfluss Anlage, verschiedene Fermenterformen, Durchmischungssystem,...), sowie die Baugröße (gemessen in Fermentervolumen, installierter elektrischer Leistung,  $\text{m}^3/\text{h}$ ) zu verstehen sind.

Bei den veränderlichen Größen wie Personalkosten, Strom- und Wärmebedarf, Instandhaltung, Versicherung, sonstige Aufwendungen (Büro und Verwaltung, Beratung und Dienstleistung, Mitgliedsbeiträge) kommt es bei den unterschiedlichen Gasquellen zu erheblichen Kostenunterschieden.

Letztendlich fließt das produzierte Gas und das entstehende Endsubstrat in die Gestehungskosten ein. Hinsichtlich des Gases musste festgestellt werden, dass sehr weite Qualitätsunterschiede bestehen.

Für die weiteren Untersuchungen wurde daher mit entsprechenden Annahmen gearbeitet, um zu vergleichbaren Ergebnisse für die verschiedenen Gase zu kommen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass bei den Rohstoffen die derzeit gültigen Preise für Kofermente bzw. Kosten für NAWARO anfallen. Von der Bauart handelt es sich um konventionelle Anlagen abzüglich der Kosten für das BHKW. Die Nutzungsdauer der Gesamtanlage wurde auf 15 Jahre fixiert. Es wurde von durchschnittlichen Gaserträgen bei den jeweiligen Quellen ausgegangen. Die Betriebskosten wurden nach zwei Anlagentypen (charakteristisch für Koferment und NAWARO) differenziert.

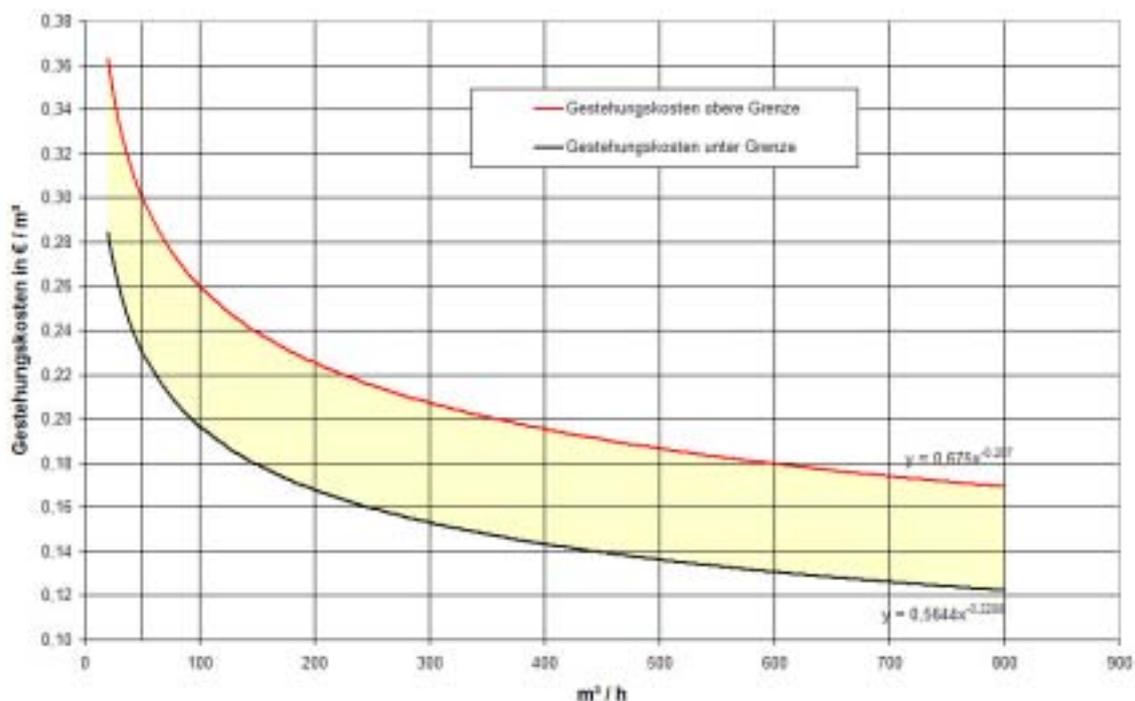


Abbildung 5: Spezifische Gestehungskosten für Rohbiogas in  $\text{€}/\text{m}^3$  abhängig von der Anlagengröße in  $\text{m}^3/\text{h}$

### Biogas

Die Gestehungskosten bei Biogas variieren stark in Abhängigkeit von verwendetem Substrat und Anlagegröße. Es zeigt sich eine ausgeprägte Kostendegression. Es wurde ein relativ breites Preisband der Gestehungskosten ermittelt (siehe Abbildung 5). Teurer und an der oberen Grenze des Preisbandes angesiedelt, ist Biogas aus NAWAROs. An der unteren Grenze des Preisbandes sind die Gestehungskosten für Biogas aus Kofermentanlagen.

Die untere Grenze der spezifischen Gestehungskosten für Biogas für eine Anlage die 50 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas produziert, belaufen sich auf etwa 24 €cent/m<sup>3</sup>. Bei einer Anlage die drei mal so viel, also 150 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas produziert, verringert sich der Betrag um ein Viertel auf 18 €cent/m<sup>3</sup>, bei einer fünffachen Menge von 250 m<sup>3</sup>/h reduziert sich der Betrag um ein Drittel auf 16 €cent/m<sup>3</sup>. Die erhobenen spezifischen Gestehungskosten einer überdurchschnittlich großen Anlage<sup>9</sup> von 800 m<sup>3</sup>/h sind mit 12€cent/m<sup>3</sup> nur mehr die Hälfte der Gestehungskosten der 50 m<sup>3</sup>/h-Anlage.

Die Datenrecherche zeigte, dass die Angaben der einzelnen Quellen sowohl zu den Investitionskosten als auch zu den Betriebskosten sehr unterschiedlich waren. Dies ist auf den geringen Standardisierungsgrad im Bereich der Biogastechnik zurückzuführen. Eine „typische“ Biogasanlage nach einem Baukastensystem gibt es de facto nicht.

In Zukunft wird die Frage des verfügbaren Biogaspotenzials entscheidend sein. Die Gaserträge und der Methangehalt aus Kofermenten sind zwar höher als die aus der NAWARO-Vergärung, die verfügbaren Mengen an Kofermenten sind allerdings stark begrenzt. Wie in Kapitel 2 dargestellt ist, sind die größten Potenziale im Bereich des Energiepflanzenbaus (NAWARO) vorhanden. Aus diesem Grund wurden zur Differenzierung detaillierte Zahlen einerseits für die Kofermenterlöse und andererseits für die Kosten zur Bereitstellung der NAWARO angegeben.

Relativ hohe Erlöse sind für die Verarbeitung von Speiseresten zu lukrieren, da diese aufgrund der „Hygieneverordnung“ (EG) Nr.1774/2002 speziell zu behandeln sind. Diese Erlöse sind allerdings mit Vorsicht zu betrachten, da einerseits eine entsprechende Hygienisierung zu installieren ist, die Investitions- und Betriebskosten verursacht und andererseits aufgrund der Marktsituation die Erlöse stark schwanken können. Für diese Studie konnte etwa für angelieferte Speisereste ein Bereich zwischen 20 – 40 €/t für Biomüll 20 – 35 €/t, für Fette 12 – 17 €/t und für Molkereischlamm 15 – 20 €/t erhoben werden. Es zeigt sich, dass diese Erlöse für die einzelnen Substrate in einem Bereich zwischen 30 und 100 % schwanken können. Sollten diese Erlöse nicht durch langfristige Verträge gesichert sein, kann das negative Effekte auf die Gestehungskosten haben.

---

<sup>9</sup> Eine Anlage mit 800 m<sup>3</sup>/h würde bei einer konventionellen Verstromung ein BHKW in der Größenordnung von 1.500 – 1.700 kW<sub>el</sub> benötigen. Die Bezeichnung überdurchschnittlich bezieht sich daher auf die derzeit in Österreich zur Ausführung kommenden Anlagen, die vorwiegend im Bereich von 500 kW<sub>el</sub> errichtet werden. Die größte Anlage in Österreich steht in Bruck an der Leitha und hat eine installierte Leistung von 1.600 kW<sub>el</sub>. [www.energiepark.at]

Im Gegensatz zu den Erlösen bei Kofermenten ist bei NAWAROs mit Gesteigungskosten zu rechnen. Üblicherweise wird bei der Substratwahl auf Silomais zugegriffen, da dieser hohe Gaserträge liefert und in der Verarbeitung (Saat – Ernte) gut standardisiert ist. Aus diesem Grund muss mit Kosten in der Höhe von 20 – 26 €/t (Frischmasse) gerechnet werden. Diese Kosten sind extrem transportkostenabhängig, für jeden zusätzlichen Kilometer wären 2,9 €/t anzusetzen. Aus diesem Grund wird es bei der Planung von NAWARO-Anlagen eine wirtschaftliche Obergrenze der Anlagenkapazität entsprechend dem Einzugsgebiet geben.

### Klärgas

Die Zusammensetzung von Klärgas streut ebenso wie bei Biogas relativ weit, je nach eingesetztem Material. Hohe Gaserträge - bis zu 85 Vol.-% CH<sub>4</sub> - können mit stark belasteten Abwässern etwa aus der Lebensmittelindustrie erzielt werden. Aufgrund des Eintrags verschiedenster Stoffe in das Abwasser und somit in das Ausgangsmaterial, können teilweise problematische Gasbegleitstoffe im Klärgas vorhanden sein. Mit einem erhöhten Aufwand bei der Aufbereitung ist daher zu rechnen. Der Kostenvorteil bei der Gesteigung wird daher möglicherweise durch die Aufbereitung gemindert.

Das in der Klärgastechnik anfallende Gas ist quasi ein „Abfallprodukt“ aus der Klärschlammbehandlung, das ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung steht. In der Klärtechnik steht nicht die Gasproduktion im Vordergrund, sondern die leichtere Verwertung des Klärschlammes.

Da die anaerobe Klärschlammbehandlung in einem Gesamtprozess integriert ist, sind die Kosten nur schwer ermittelbar. Darüber hinaus war es unabhängig von der oben getroffenen Annahme nicht möglich Gesteigungskosten aus Literaturquellen bzw. von Kläranlagenbetreibern zu ermitteln.

### Deponiegas

Bei der Ermittlung der Gesteigungskosten für Deponiegas wurde davon ausgegangen, dass das Gas im Deponiekörper ohne aufwändige technische Einrichtungen anfällt. Das Gas muss aufgrund gesetzlicher Vorschriften ohnehin gesammelt werden, um es in weiterer Folge unschädlich machen zu können bzw. zu verwerten<sup>10</sup>. Die Bereitstellung von Deponiegas kann daher relativ günstig bewerkstelligt werden.

Um dennoch die Gesteigungskosten für ein Gassammelsystem zu ermitteln, wurde ein Modellszenario angenommen, in dem unterschiedliche Annahmen hinsichtlich Mächtigkeit, Deponiealter, Gasbildungspotential etc. getroffen wurden. Die spezifischen Kosten für dieses Modell wurden mit 1,73 €cent/m<sup>3</sup> Deponiegas ermittelt. Im Vergleich zu einer Biogasanlage in der Größenordnung von 100 m<sup>3</sup>/h liegen die spezifischen Gesteigungskosten zwischen 20 und 26 €cent/m<sup>3</sup>. Die hier angegebenen Kosten beziehen sich auf eine Beispielrechnung die im Rahmen einer, in Auftrag gegebenen, Kurzstudie über eine Massenabfalldeponie

---

<sup>10</sup> In der Erdatmosphäre bewirken Treibhausgase wie H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> seit Bestehen der Erde einen Treibhauseffekt. CH<sub>4</sub> spielt eine wesentliche Rolle am vom Menschen beeinflussten (anthropogenen) Treibhauseffekt. Die Treibhausgase lassen den kurzwelligen Anteil der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre und reflektieren die von der Erde abgestrahlte langwellige Wärmestrahlung. Dadurch kommt es zu einer Erwärmung in der Atmosphäre.

durchgeführt wurde. Er geht unter der Annahme verschiedener Randbedingungen davon aus, dass das gesamte Deponiegasbildungspotential für eine Fläche von einem ha über 25 Jahre gerechnet bei 12,6 Mio. m<sup>3</sup> liegt. Die erfassbare Gasmenge beträgt allerdings nur 50 % pro ha, dh. 6,3 Mio. m<sup>3</sup> für 25 Jahre und ha. Werden diese 6,3 Mio. m<sup>3</sup> durch 25 Jahre und 8760 h (Deponiegas wird 24 h 365 Tage produziert) dividiert, erhält man rund 30 m<sup>3</sup>/h am ha. Die ermittelten Kosten sind repräsentativ für Flächen von 3 bis 20 ha, also einer Leistung von 90 m<sup>3</sup>/h bis 600 m<sup>3</sup>/h.

Wie sich zeigt, kann die Bereitstellung von Deponiegas zu einem Zehntel bis zu einem Fünftel der Kosten von Biogas bereitgestellt werden. Diesem Vorteil stehen die Diskontinuität hinsichtlich Gasmenge und Gasqualität sowie die teilweise toxischen Inhaltsstoffe als Nachteile gegenüber.

### Synthesegas:

Diese Vergasungstechnologie befindet sich derzeit noch im Stadium der Forschung und Entwicklung. Zwar bestehen schon einige Demonstrationsanlagen zur Synthesegaserzeugung, die Umwandlung von Synthesegas in ein annähernd gasnetztaugliches Produkt wird aber erst unter dem Titel „Methanisierung“ erforscht.

Die ermittelten Ergebnisse zu den Gestehungskosten der verschiedenen Gasquellen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Mit Biogas aus der Kofermentation lassen sich hohe Gaserträge erzielen, wobei die Qualität hinsichtlich Methangehalt vorteilhaft, hinsichtlich sonstiger Gasbegleitstoffe eher nachteilig ist. Die Kosten sind vergleichsweise zu den anderen Gasen im Mittelfeld. Die verfügbaren Mengen sind jedoch begrenzt.
- Biogas aus NAWARO weist aufgrund der kontinuierlichen Substratauswahl eine konstante Gaszusammensetzung auf, allerdings mit etwas niedrigerem Brennwert. Die Kosten sind im Vergleich zu den anderen Gasquellen etwas höher, da das Substrat eigens hergestellt werden muss.
- Klärgas weist aufgrund der möglichen Eintragung von Schadstoffen durch den Klärschlamm eine geringere Qualität auf. Aufgrund der Annahme, dass das Gas als Nebenprodukt in der Klärtechnik anfällt, kann es zu sehr niedrigen Kosten produziert werden.
- Die schlechteste Qualität verzeichnet das Deponiegas aufgrund der teilweise toxischen Inhaltsstoffe, vorteilhaft sind allerdings die geringen Kosten.
- Was die Netzeinspeisung betrifft, weist Synthesegas nicht nur eine ungünstige Gasqualität auf, sondern ist auch auf Grund der noch in Entwicklung befindlichen Technologie verhältnismäßig teuer.

Diese Ergebnisse sind in Abbildung 6 nochmals dargestellt, wobei eine hohe Zahl im oberen Feld (Gasqualitäten) eine vergleichsweise hohe Gasqualität bedeutet, und eine hohe Zahl im unteren Feld (Gestehungskosten) ein vergleichsweise teures Gas darstellt.

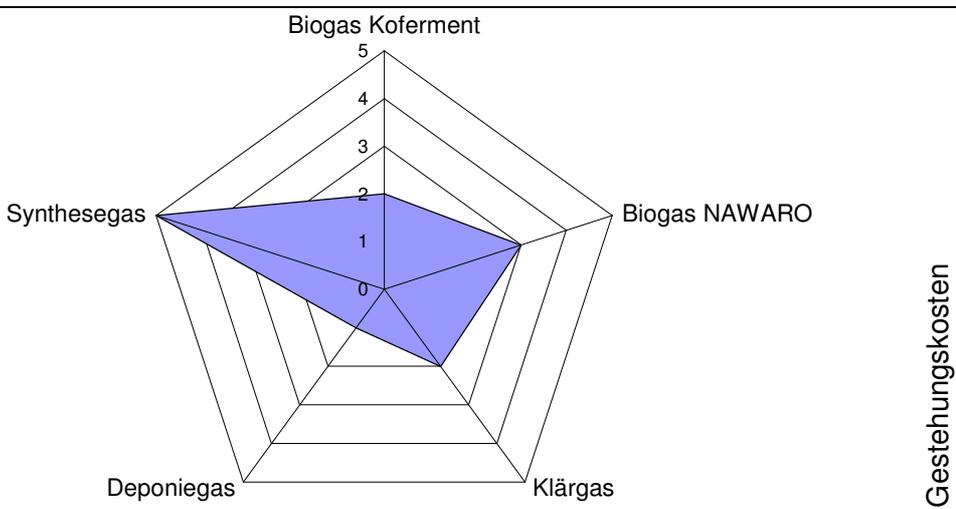
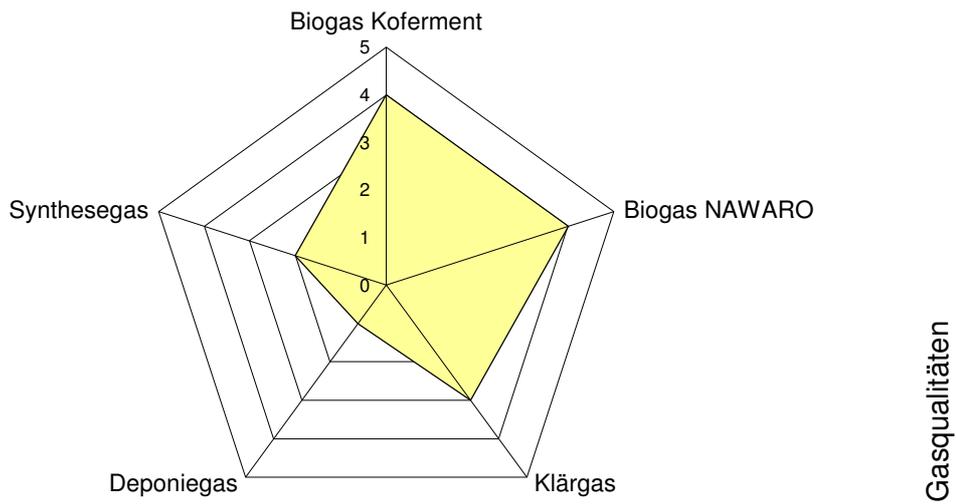


Abbildung 6: Gasqualitäten und Gestehungskosten der unterschieden Gase im Vergleich

## 4. Aufbereitungskosten

Ehe Biogas in das Gasnetz eingespeist werden kann, muss es bestimmte Qualitätsanforderungen erfüllen, wie im vorangegangenen Kapitel ausführlich dargestellt wurde. Die Änderung der chemischen Zusammensetzung des Biogases, um diese Qualitätsanforderungen zu erfüllen, wird als Aufbereitung bezeichnet. Die Aufbereitung umfasst die Reinigung und die Methananreicherung des Biogases. Auch die Gasnetz-Übergabe (Druckerhöhung, etc.) ist Teil der Aufbereitung.

Wird Biogas als so genanntes „Austauschgas“ in das Erdgasnetz eingespeist, muss es vollständig bzw. annähernd auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Dies erfordert sowohl eine Reinigung wie auch eine Methananreicherung des Biogases. Wird Biogas hingegen als so genanntes „Zusatzgas“ ins Gasnetz eingespeist, sind die Qualitätsanforderungen weniger streng. Die Aufbereitung ist weniger aufwändig und umfasst ggf. nur eine Reinigung des Rohbiogases. Die möglichen Qualitätsanforderungen an die Biogasaufbereitung sind daher je nach Einsatz des Biogases unterschiedlich. Um die Kosten der Biogas-Netzeinspeisung gering zu halten, ist es natürlich Ziel, die notwendige Aufbereitung möglichst einfach zu gestalten.

In diesem Kapitel werden die verschiedenen derzeit verfügbaren oder in Entwicklung befindlichen Technologien zur Reinigung und Methananreicherung von Biogas erläutert. Es soll dabei vor allem die Kostenstruktur (Investition, Betrieb) solcher Anlagen abhängig von den erzeugten Biogasmenge (Anlagengröße) und der erzielbaren Gasqualität analysiert werden. Es wird sowohl auf den Energieaufwand für den Betrieb der Anlagen wie auch auf den Entwicklungsstand der jeweiligen Technologie eingegangen.

Abbildung 7 bietet einen Überblick über die notwendigen Aufbereitungsschritte, um aus Rohbiogas ein Biogas mit der gewünschten Qualität zu erzeugen. Das Produkt dieser Aufbereitungsschritte, das Biogas höherer Qualität, wird dann als aufbereitetes Biogas oder als Produktbiogas bezeichnet.

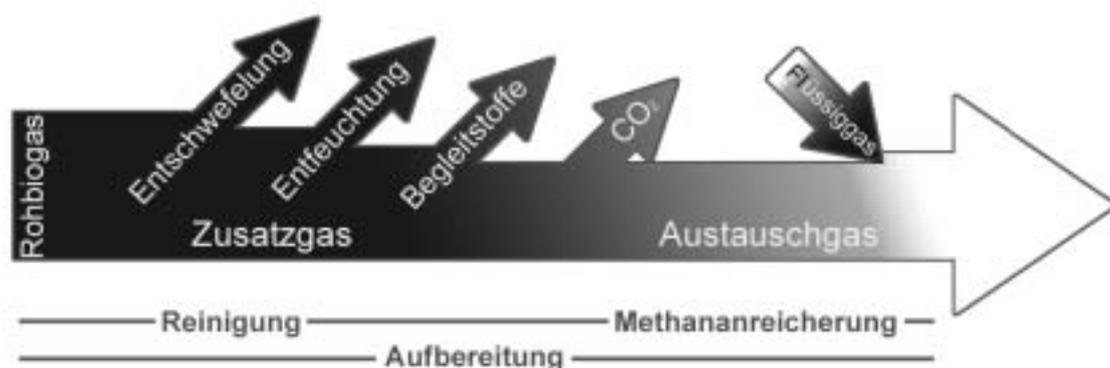


Abbildung 7: Aufbereitung von Rohbiogas durch Reinigung und Methananreicherung

Unter „Reinigung“ wird dabei die Beseitigung von sogenannten „Gasbegleitstoffen“ verstanden, das sind Stoffe im Rohbiogas, die andernfalls zu einer Beschädigung des

Gasnetzes oder der Gasgeräte beim Verbraucher führen könnten. Bei Biogas betrifft das vor allem die Entschwefelung und die Trocknung des Rohbiogases. Andere Begleitstoffe sind weniger relevant. Bei Klar- und Deponiegas ist zusätzlich eine Reinigung von Siloxanen erforderlich.

Unter „Methananreicherung“ wird die Hebung des Methananteils, etwa durch eine Senkung des Kohlendioxidanteils, verstanden. Eine ergänzende Möglichkeit der „Methananreicherung“ ist die Beimischung von Flüssiggas. Sowohl „Reinigung“ und „Methananreicherung“ sind Teile der „Aufbereitung“ von Biogas, die je nach Qualität des Rohbiogases und geforderter Qualität des Produktbiogases in vollem Umfang oder nur teilweise (z.B. nur Reinigung) durchgeführt werden.

Ehe das Produktbiogas in das Gasnetz eingespeist wird, sind je nach Anlagensituation noch weitere Aufbereitungsschritte erforderlich, die u.a. die Druckerhöhung des Gases betreffen. Diese Aufbereitungsschritte werden als „Übergabe“ bezeichnet.

#### Reinigung:

Die Entschwefelung direkt im Fermenter (in situ) wird derzeit bei einem Großteil der konventionellen Biogasverstromungsanlagen ausgeführt. Diese Methode kann als sehr kostengünstig bezeichnet werden, da lediglich Sauerstoff aus der Umgebungsluft in den Gasraum des Fermenters eingeblasen wird. Der technische Aufwand beschränkt sich daher auf wenige Anlagenteile (Gaszähler, Kompressor, Druckluftsystem). Der Umstand, dass durch die Einblasung eventuell zu viel Sauerstoff und auch Stickstoff in das Gassystem eingebracht wird, kann nachfolgende Probleme bei diesen Grenzwerten hinsichtlich ÖVGW G31 hervorrufen.

Mit der ausgereifteren Variante der biologischen Entschwefelung, die der externen Entschwefelung in einem eigenen Biotropfkörper (in der pH-Wert, Temperatur, Sauerstoffkonzentration besser kontrolliert werden) lassen sich wesentlich bessere Werte als die in Situ Entschwefelung erzielen. Zitiert wurden Werte zwischen 100 - 200 ppm, wobei durch intensive Forschungstätigkeit Werte von < 10 ppm erreicht werden sollen. Für diese Entschwefelungsmethode sind aufgrund des apparativen Aufwandes allerdings höhere Verfahrenskosten einzuplanen als bei der In Situ Entschwefelung. Beispielsweise ist bei einer Anlagengröße von 50 m<sup>3</sup>/h mit spezifischen Verfahrenskosten in der Höhe von 4 €cent/m<sup>3</sup> auszugehen. Bei einer Verdoppelung der Anlagenkapazität reduzieren sich die spezifischen Kosten auf beinahe die Hälfte, nämlich auf 2,3 €cent/m<sup>3</sup>. Im Anlagenbereich in der Größenordnung von 300 m<sup>3</sup>/h wurden spezifischen Kosten in der Höhe von ca. 1 €cent/m<sup>3</sup> ermittelt, was einem Viertel der Kosten einer 50 m<sup>3</sup>/h Anlage entspricht.

Eine weitere Entschwefelungsmethode ist die der Adsorption an Eisenmasse. Diese Technologie wird bereits in der Klärgastechnik seit längerer Zeit eingesetzt, weshalb auf reichliche Erfahrungen zurückgegriffen werden kann. Im Vergleich dazu wird im Bereich der biologischen Entschwefelung von Biogas erst seit einigen Jahren geforscht. Die Verfahrenskosten liegen in einem ähnlichen Bereich wie die externe biologische Entschwefelung. Ebenso erreichen die spezifischen Verfahrenskosten bei einer Anlagengröße von 50 m<sup>3</sup>/h in etwa 4 €cent/m<sup>3</sup>. Bei einer Verdoppelung der Anlagenkapazität fallen die spezifischen Kosten auf 2,7 €cent/m<sup>3</sup> Im Anlagenbereich in der Größenordnung

von 300 m<sup>3</sup>/h wurden spezifischen Kosten in der Höhe von ca. 1,5 €cent/m<sup>3</sup> ermittelt. Dieser geringfügige Unterschied der Adsorption an Eisenmasse im Vergleich zur externen biologischen Entschwefelung ist auf die höheren Betriebskosten für die Adsorbermassen zurückzuführen, bei der biologischen Entschwefelung sind im Vergleich dazu keine Verbrauchsmittel erforderlich.

Andiskutiert wurde im Bereich Entschwefelung auch die Möglichkeit das H<sub>2</sub>S durch Gaswäsche zu entfernen. Diese Variante wurde bei der Druckwasserwäsche im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Abtrennung genauer behandelt.

Die Möglichkeit der Entschwefelung durch Adsorption an Aktivkohlefilter wurde ebenso behandelt und kostenmäßig erfasst. Dabei ist wesentlich, dass diese Variante nur zur Feinstreinigung zweckmäßig ist. Bei einer Beschickung mit Rohbiogas ohne vorherige Teilentschwefelung kann es sehr schnell zur Verstopfung der Aktivkohle kommen. Dieser Bauteil kann auch die Funktion eines „Polizeifilters“ übernehmen. Mit spezifischen Verfahrenskosten in der Höhe von 1,6 cent/m<sup>3</sup> bei einer 50 m<sup>3</sup>/h Anlage, 0,9 cent/m<sup>3</sup> bei einer 100 m<sup>3</sup>/h Anlage und 0,4 cent/m<sup>3</sup> bei einer 300 m<sup>3</sup>/h Anlage ist zu rechnen.

Weiters wurde die Entschwefelung durch Fällung mit Eisensalzen angeführt. Aufgrund der ökologische Probleme (Fällmittel gelangt mit dem Gärrest in die Umwelt) ist diese Variante als nicht zukunftsweisend einzustufen.

Zu den Methoden der Entfeuchtung von Biogas konnten zahlreiche Verfahren erhoben werden. Mittels der Kondensation wird schon derzeit sehr häufig das Gas für die Biogasverstromung entfeuchtet. Dabei wird ein Teil der Gasstrecke im Erdreich geführt, um das Gas bei niedrigeren Temperaturen auskondensieren zu lassen. Die Reinigungsleistung dieser Methode ist zwar für den BHKW Betrieb zweckmäßig, für die Biogaseinspeisung - selbst als Zusatzgas - zu gering. Mit der Entfeuchtung mittels eines zusätzlichen Kälteaggregates lassen sich vergleichsweise bessere Werte erreichen. Ein Taupunkt von 4 – 10 °C bei Umgebungsdruck kann erzielt werden. Trotzdem müsste durch die drucklose Variante der Kühlung bei einer Einspeisung von Biogas im Ausmaß von 5 % der damit verbundene Kondensationspunkt (Taupunkt) des Mischgases bei 0° anstatt bei –8° laut aktueller G31 Richtlinie liegen. Die spezifischen Kosten für eine derartige Entfeuchtungsmethode würden bei einer Anlage mit 50 m<sup>3</sup>/h in etwa 3,0 €cent/m<sup>3</sup> bei einer 100 m<sup>3</sup>/h Anlage 2 €cent/m<sup>3</sup> und bei einer 300 m<sup>3</sup>/h Anlage 0,8 €cent /m<sup>3</sup> betragen.

Mittels der Membrantechnologie können neben H<sub>2</sub>O auch andere unerwünschte Biogasbestandteile entfernt werden. Anhand eines in der Praxis ausgeführten Beispiels für die Anwendung in einer Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle konnten spezifische Verfahrenskosten für eine 100 m<sup>3</sup>/h Anlage ermittelt werden. Diese betragen in dem speziellen Fall 4,58 €cent/m<sup>3</sup>. Da sich die Membrantechnologie auch zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> eignet, wurde diese Methode bei der Methananreicherung detaillierter erfasst.

Ein weiteres Versuchsprojekt, ebenfalls zur Anwendung im Brennstoffzellenbetrieb, befasst sich mit der Tiefkühltechnik. Bei diesem Projekt konnten relativ gute Reinigungsleistungen hinsichtlich H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S und Siloxane erzielt werden. Da bei dieser Technologie eine Vereisung

der Anlage auftritt, ist ein reibungsloser Betrieb nicht immer gewährleistet. Das System nach der Tiefkühltechnik ist daher nicht praxistauglich.

Die Methode der Entfeuchtung mittels Triethylenglykol kommt wie viele andere Technologien aus der Gaswirtschaft. Die erhobenen Zahlen zu dieser Entfeuchtungstechnologie basieren auf groben Abschätzungen aufgrund eines Anlagenherstellers. Diese Zahlen wurden aber dennoch dargestellt, da diese Variante möglicherweise in der Biogastechnik verstärkt Anwendung finden könnte. Bei einer Anlagenauslegung von 150 m<sup>3</sup>/h betragen die spezifischen Kosten ca. 1,9 €cent/m<sup>3</sup> und bei 500 m<sup>3</sup>/h ca. 0,86 €cent/m<sup>3</sup>.

Für die Methode der Entfeuchtung mit Kalziumchlorid wurde beispielhaft eine Anlage dargestellt. Spezifische Verfahrenskosten konnten nicht erhoben werden, da diese Methode selbst im Großmaßstab in der Gaswirtschaft nur mehr selten verwendet wird. Im Biogasbereich könnte diese Technologie mit kleinen Volumenströmen zweckmäßig zum Einsatz kommen.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass für die Produktion von Zusatzgas mittels Entschwefelung und Entfeuchtung doch ein erheblicher apparativer Aufwand zu betreiben ist. Von einem Anlagenbauer wurde beispielsweise angemerkt, dass kein Kostenvorteil gegenüber der vollständigen Aufbereitung gesehen werden kann. Da das Zusatzgas nur etwa den halben Heizwert wie Austauschgas hat, „verteuern“ sich quasi die Reinigungstechnologien wenn man sie auf den Heizwert bezieht.

Die Entfernung von Siloxanen ist nur bei Klärgasen oder Deponiegasen notwendig. Siloxane lassen sich über die Methode der Kühlung oder der Adsorption (Aktivkohle) bewerkstelligen. Die Absorption an (Heiz)Öl muss im Zusammenhang mit der Einspeisung in das Gasnetz aufgrund der geringen Reinigungsleistung und der Verschleppung des Heizöls in die Gastrasse als nicht zielführend eingestuft werden.

Hinsichtlich sonstiger Gasbegleitstoffe konnte anhand von Untersuchungen festgestellt werden, dass diese im Bereich der Biogasanlagen überwiegend unter der jeweiligen Nachweisgrenze liegen. Sonstige Gasbegleitstoffe im nennenswerten Ausmaß, die auch zu schädlichen Einflüssen führen können, finden sich hingegen im Bereich der Klär- oder Deponiegase. Da darüber keine generelle Aussage getroffen werden kann, sind diese Stoffgruppen bei Klär- und Deponiegas von Fall zu Fall zu prüfen. Entsprechende Kosten für zusätzliche Reinigungseinheiten bspw. Aktivkohle sind zu berücksichtigen.

#### Methananreicherung:

Soll Biogas als Austauschgas mit (annähernd) Erdgasqualität ins Gasnetz eingespeist werden, muss zusätzlich zur Reinigung eine Methananreicherung durchgeführt werden. Für diese Methananreicherung wurden die Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb (PSA), die Druckwasserwäsche (DWW), die Niederdruck-Membranabsorption (ND-Memb) die Gaspermeation mittels Membranen sowie die Kryogene Gastrennung analysiert.

Als derzeit gebräuchlichste Aufbereitungsanlagen in Europa werden die DWW gefolgt von der PSA-Technologie und der Membrantechnologie eingesetzt. Eine Anlage ist im Betrieb,

die Biogas mit der Niederdruck-Membran Technologie aufbereitet. Für diese drei Anlagentypen konnten relativ gesicherte Daten zu den Verfahrenskosten erhoben werden, wobei bei den spezifischen Investitions- und Betriebskosten nennenswerte Unterschiede bestehen. Umgelegt auf die spezifischen Verfahrenskosten liegen die DWW, die PSA und Niederdruck-Membrantechnologie jedoch sehr eng beisammen. So ergeben sich für diese drei Technologien spezifische Verfahrenskosten in der Höhe von ca. 47 €cent/m<sup>3</sup> bei einem Durchsatz von 50 m<sup>3</sup>/h, etwa 30 €cent/m<sup>3</sup> bei 100 m<sup>3</sup>/h und 17 €cent/m<sup>3</sup> bei 300 m<sup>3</sup>/h. Diese Kosten beziehen sich auf Anreicherung auf Austauschgasqualität.

Anreicherungsanlagen mittels Gaspermeation sind bislang fünf mal in Europa errichtet worden. Trotz dieser relativ hohen Anzahl konnten nur Richtwerte für die spezifischen Investitionskosten, allerdings nicht für die gesamten spezifischen Verfahrenskosten erhoben werden. Diese Technologie ist aber aufgrund der rückstandsfreien Betriebsweise (es werden keine Verbrauchstoffe, wie etwa Aktivkohle bei der PSA oder Wasser bei der DWW, benötigt) durchaus interessant für die Anwendung im Biogasbereich.

Bei der Gastrennung mittels Kryotechnik wurde ermittelt, dass diese viel versprechend ist, was die Reinheiten der einzelnen Gasbestandteile betrifft. Aufgrund der komplexen Anlagentechnik und der Betriebskosten konnte noch keine Anlage im Realbetrieb errichtet werden. Zahlen zu den Verfahrenskosten waren dementsprechend nicht verfügbar.

Generell muss festgehalten werden, dass sich als große Hürde bei der Methananreicherung die Erreichung der hohen Qualitätsanforderungen der ÖVGW G31 erweist. Bspw. würde die Möglichkeit der Einspeisung von teilweise angereichertem Biogas (also gereinigt und methanangereichert, aber nicht auf Erdgasqualität), welches das Mischgas nur unwesentlich beeinflussen würde, zu wesentlich geringeren Verfahrenskosten führen. Dies konnte am Beispiel der Druckwasserwäsche gezeigt werden, wo sich die Betriebskosten durch Entfall der Flüssiggasdosierung zwischen 9 und 18 % verringern würden. Ebenso wären bei der Membrantechnologie aufgrund des geringeren Membranflächenbedarfs erhebliche Einsparungen möglich.

Abschließend sei nochmals angemerkt, dass die hier dargestellten Verfahren und deren kostenmäßige Erfassung als Richtwerte zu verstehen sind. Verfahrensspezifische Besonderheiten, was etwa die Reinigungsleistungen in Bezug auf das Rohbiogas und das Produktgas betrifft, sind von Fall zu Fall individuell zu überprüfen. Eine generelle Empfehlung, welches Reinigungs- und Anreicherungsverfahren zu den ökonomisch wie technisch besten Ergebnissen führt, kann daher nicht gegeben werden. Die Technologieauswahl und Kostenoptimierung kann nur im Zuge der detaillierten Anlagenprojektierung erfolgen.

## 5. Anschlusskosten

Unter Anschlusskosten werden jene Kosten verstanden, die nach erfolgter Aufbereitung des Biogases noch zusätzlich anfallen, um das Produktgas ins Gasnetz einspeisen zu können. Anschlusskosten kommen dabei vor allem durch die Leitungsverbindung zwischen Biogasaufbereitungsanlage und Einspeisepunkt in das Gasnetz zustande, sowie durch eine die gegebenenfalls notwendige Druckerhöhung (Verdichtung). Weitere Anschlusskosten können noch für die Filterung, Messung, Odorierung und Sicherheitseinrichtungen entstehen.

Die Anschlusskosten umfassen somit die Investitionskosten für:

- Leitungsverbindung
- Verdichtung und Druckregelung
- Filter
- Messung
- Odorierung
- Sicherheitseinrichtung

sowie die

- Betriebskosten für die Anlage.

Basierend auf grundlegenden Begriffsdefinitionen sowie der zu wählenden Netzebene und des damit verbundenen Einspeisedruckes werden die einzelnen Elemente der Anschlusskosten kalkuliert, um darauf aufbauend die Gesamtkosten eines Anschlusses an die Netzebene 2 oder 3 an das österreichische Gasnetz in distanzabhängigen Szenarien zu untersuchen. Zusammenfassend wird ein entsprechender Vergleich der Kostenkalkulationen der einzelnen Netzebenen dargestellt, um einen kompakten Überblick über die gesamten Anschlusskosten zu erhalten.

Rechtliche Voraussetzung für einen Netzanschluss ist eine positive Beantwortung eines Antrages auf Netzzutritt. Bei einem entsprechenden Antrag des Projektwerbers (Netzzutrittswerbers) hat der betroffene Netzbetreiber, entsprechend der Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), eine Prüfung hinsichtlich der Vermeidung von technischen Überkapazitäten, Versorgungsqualität und Wahrung der wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer in Hinblick auf die Verteilung der Netzkosten auf alle Netzbenutzer und auch die berechtigten Interessen des Netzzutrittswerbers durchzuführen.

Die Höhe der Anschlusskosten hängt dabei im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab:

- Einspeisung in Netzebene 2 (max. 70 bar) oder Netzebene 3 (max. 6 bar) (Auswirkungen auf Rohrtype und notwendigen Einspeisedruck (Verdichter))
- Länge der Anschlussleitung
- Odorierung notwendig (ja/nein)

Generell gilt, dass die Einspeisung in eine nahegelegene Gasleitung der Netzebene 3 weniger Kosten verursacht, als die Einspeisung in eine weiter entfernte Hochdruck-Leitung der Netzebene 2. Dieser Kostenvorteil muss jedoch möglichen betrieblichen Einschränkungen

(zB begrenzte Einspeisemenge) oder Zusatzaufwendungen (zB für Methananreicherung) gegenüber gestellt werden.

#### Leitungskosten:

Die Leitungskosten hängen entscheiden vom maximalen Druckniveau (Netzeben 2 oder 3) ab. Die in diesem Kapitel für den Anschluss einer Biogasanlage an die Netzebene 2 und 3 erhobenen Kosten repräsentieren Durchschnittswerte aus eingeholten Angeboten und Gesprächen mit Verteilnetzbetreibern. Diese Durchschnittskosten können in der Praxis aufgrund geographischer und technischer Rahmenbedingungen und unterschiedlicher Preiskonditionen (Rabattbedingungen) im Anlassfall unterschiedlich ausfallen.

Wenn eine Biogasanlage in unmittelbarer Nähe zu einem Verteilnetz (Netzebene 3) innerhalb kurzer Leitungsdistanzen (bis zu 20 Meter) angeschlossen werden soll, müssen hierfür Leitungskosten im Ausmaß von € 1.400 bis ca. € 4.000 abhängig von der maximalen Stundenleistung und den damit verbundenen Anschlussarbeiten als Kalkulationsbasis angenommen werden.

Im Falle einer gewissen geographischen Distanz des Standortes der Biogasanlage zum nächstmöglichen und geeigneten Einspeisepunkt in Netzebene 3 ist mit einem Gesamtkostensatz (inklusive Projektierung, Material, Tiefbau- und Rohrarbeiten) im Ausmaß von ca. € 50 je Laufmeter zu rechnen. Unter Berücksichtigung einer entsprechenden Kostendegression belaufen sich die Gesamtkosten für den Anschluss einer Biogasanlage an die Netzebene 3 bei 50 Metern auf ca. € 2.500, bei 250 Metern auf ca. € 10.500 und bei 500 Metern auf ca. € 17.500.

Im Bereich der Netzebene 2 stehen wiederum zwei Alternativen in Abhängigkeit des benötigten Druckniveaus für eine Anschlussleitung zur Verfügung. Bis zu einem Druckniveau von 10 bar kann eine Polyethylenleitung verwendet werden, ab einem benötigten Einspeisedruck von 10 bar bis 70 bar muss hingegen eine teurere Stahlleitung eingesetzt werden. Die Frage, welche Rohrtype verwendet werden kann, hängt auch davon ab, ob die Verdichterstation bei der Biogasanlage oder beim Einspeisepunkt ins Gasnetz angeordnet ist.

Die aufgrund allgemeiner und auch geologisch einfacher Annahmen erarbeiteten Kostensätze für die Netzebene 2 beruhen wiederum auf den Längenszenarien 50, 250 und 500 Meter. Dabei können als Gesamtkosten für den Bau einer Polyethylenleitung bei 50 Metern ca. € 20.000, bei 250 Metern ca. € 50.000 und bei 500 Metern ca. € 98.000 angenommen werden. Im Fall der Verlegung einer Stahlrohrleitung müssen bei einer Länge von 50 Meter Gesamtkosten von ca. € 25.000, bei 250 Meter ca. 60.000 und bei 500 Meter ca. € 110.000 kalkuliert werden.

Ein Vergleich der in diesem Kapitel kalkulierten Anschlusskosten in den Netzebenen 2 und 3 führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

In der Netzebene 2 (Hochdruck) mit einem Druckniveau von 6 bis 70 bar ist der Gesamtkostenunterschied zwischen Polyethylen- und Stahlanschlussleitungen relativ gering und liegt bei etwa 15 %. Für PE-Leitungen kann durch geringere Anschaffungskosten der

Rohre sowie etwas einfachere Rohrarbeiten im Vergleich zu Stahlrohren mit etwas niedrigeren Leitungskosten gerechnet werden.

Der Kostenvergleich für Polyethylen-Anschlussleitungen in Netzebene 2 (bis 10 bar) und Netzebene 3 (bis 6 bar) zeigt einen signifikanten Preisvorteil für Leitungen in der Netzebene 3. Dieser erhebliche Kostenvorteil ist durch günstigere Materialkosten, einfachere Rohrbau- und Tiefbauarbeiten sowie durch eine günstigere Projektierung und Bauüberwachung zu erklären. Dieses Faktum sollte daher bei den Überlegungen zum Bau einer Biogasanlage mit entsprechender Einspeiseleistung berücksichtigt werden, ein Anschluss an die Netzebene 3 ist hier auf jeden Fall vorzuziehen, wenn die technischen und geographischen Rahmenbedingungen hierfür vorhanden sind.

Für den Fall, dass im Rahmen der Errichtung einer Biogasanlage ein Betriebsdruck von mehr als 10 bar in der Anschlussleitung erzielt werden muss, ist die Verlegung eines Stahlrohres mit den damit verbundenen höheren Anschlusskosten unumgänglich. Der dabei festzustellende Kostenunterschied zu den Anschlusskosten in Netzebene 3 basiert dabei wie oben beschrieben ausschließlich in einem erhöhten Aufwand bei Rohrbauarbeiten, der Inbetriebnahme sowie höheren Materialkosten.

#### Übergabe:

Ehe das Gas in die Gasleitung eingespeist werden kann, muss es auf einen Druck verdichtet werden, der knapp (ca. 0,5 bar) über dem Betriebsdruck der Gasleitung liegt. Zudem sind Mess-, Sicherheits- und Filtereinrichtungen erforderlich, eventuell auch eine Odorierung. Ein wesentlicher Teil der Investitions- und Betriebskosten entfällt die auf die Verdichtung (Investitionskosten: € 30.000 – 50.000 für ca. 200m<sup>3</sup>/h), kostenmäßig gefolgt von der Odorierung. Die Messung ist die drittgrößte Kostenkomponente. Die Filterung und die Sicherheitseinrichtung haben nur mehr einen geringen Anteil an den gesamten Anschlusskosten.

#### Anschlusskosten:

Die spezifischen Anschlusskosten für Netzebene 2 sind mit 5,1 bis 7,9 €cent/m<sup>3</sup> fast doppelt so hoch wie für einen Anschluss an Netzebene 3 (3 - 4 €cent/m<sup>3</sup>). Die deutlichen Kostenunterschiede ergeben sich durch die hohen Kosten für Stahlleitung und Verdichter, die in Netzebene 2 für einen Betriebsdruck von knapp über 70 bar geeignet sein müssen. Eine Darstellung der spezifischen Anschlusskosten in Abhängigkeit von der Einspeisemenge findet sich in Abbildung 8. Die ermittelten Kosten gelten für eine Anschlussleitung von 250 Meter. Die Kostenunterschiede mit und ohne Odorierung sind vergleichsweise gering.

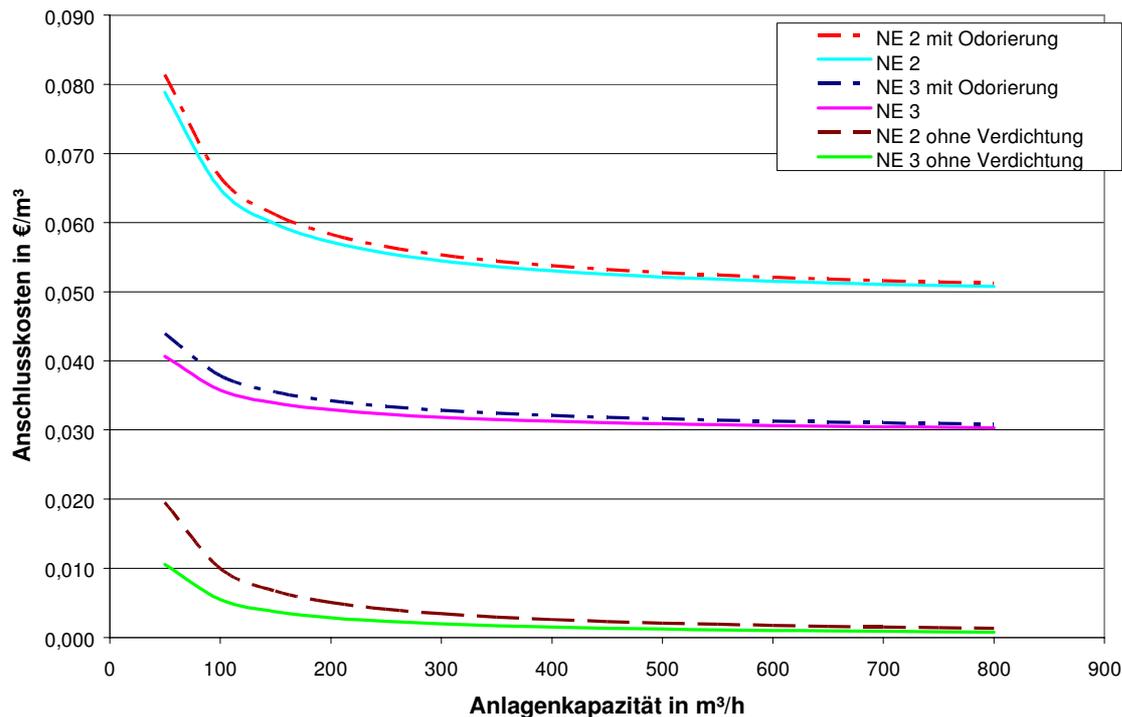


Abbildung 8: Spezifische Anschlusskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität bei einer Leitungslänge von 250 m

Die Anschlusskosten für die Biogas-Netzeinspeisung in Netzebene 3 sind somit deutlich kostengünstiger als für Netzebene 2. Das heißt jedoch nicht zwangsläufig, dass auch die Gesamtkosten für die Biogas-Netzeinspeisung in Netzebene 3 günstiger sind als in Netzebene 2. Es ist folgender wichtiger Aspekt zu beachten: Bei Einspeisung in Netzebene 3 sind jene Mengen Biogas, die als Zusatzgas mit natürlichem Methangehalt eingespeist werden können (max. 25 % bei novellierten brenntechnischen Anforderungen, vgl. Kapitel 2), aufgrund der meist geringeren Volumsströme in der Gasleitung begrenzt. Es wird daher meist eine Anreicherung des Methangehalts notwendig sein, die sehr teuer ist und den Kostenvorteil zum Teil wieder auffrisst (vgl. Kapitel 6 „Gesamtkosten“).

Umgekehrt zeigt sich, dass die absoluten Anschlusskosten nicht nur vom Betriebsdruck sondern auch von der Einspeisemenge abhängen. Bei der Einspeisung von Zusatzgas mit natürlichem Methangehalt, aber auch hohem CO<sub>2</sub>-Gehalt von ca. 40 %, entfällt ein wesentlicher Teil der Kosten (40 %) auf die Verdichtung des an sich unnötigen, weil nicht energetisch nutzbaren Kohlendioxids. Auch dieser Aspekt ist bei der Gesamtkostenoptimierung der Biogas-Netzeinspeisung zu berücksichtigen, die im folgenden Kapitel diskutiert wird.

## 6. Gesamtkosten

Die Gesamtkosten für die Biogas-Netzeinspeisung ergeben sich aus den folgenden drei Kostenblöcken:

- Gestehungskosten für Rohbiogas
  - + Aufbereitungskosten
    - Reinigung
    - Methananreicherung (ggf. inkl. Flüssiggasdosierung)
  - + Anschlusskosten
    - Leitung
    - Verdichtung und sonst. Übergabekosten
- 
- = Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die spezifischen Gestehungs- und Verfahrenskosten immer in Bezug auf den Kubikmeter Rohbiogas (Einheit €/m<sup>3</sup>) angegeben. Für die nun folgenden Darstellungen werden die Kosten auf den Brennwert des Gases bezogen (Einheit €/kWh), dadurch können die Varianten besser mit den Energiepreisen für Erdgas verglichen werden. Für typisches Rohbiogas mit einem Brennwert vor der Aufbereitung von 6,64 kWh/m<sup>3</sup> ergeben sich damit die in Abbildung 9 dargestellten Zusammenhänge. Bezugsgröße für die Anlagenkapazität bzw. die Erzeugungsmenge (m<sup>3</sup>/h) ist in den nachfolgenden Darstellungen auch weiterhin immer die verarbeitete bzw. erzeugte Rohbiogasmenge vor Reinigung bzw. Methananreicherung.

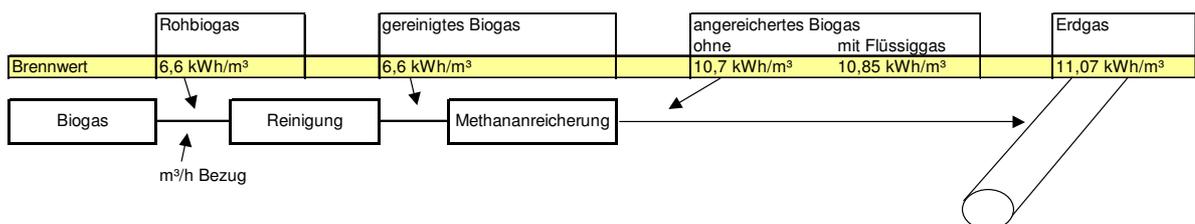


Abbildung 9: Brennwerte im Verlauf der Gesteherung, Reinigung und Methananreicherung von Biogas sowie von Erdgas im Gasnetz.

Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die nachfolgenden Angaben Näherungen zur Abschätzung der zu erwartenden Kosten der Biogas-Netzeinspeisung darstellen. In der Praxis können natürlich aufgrund von Anlagenbesonderheiten erhebliche Abweichungen auftreten.

Die Gestehungskosten von Rohbiogas aus Kofermenten sind um bis zu 1 €cent/kWh niedriger als die Erzeugung von Biogas aus NAWARO (siehe Abbildung 10). Die Aufbereitung des Rohbiogases auf Austauschgasqualität ist um 1,4-3,4 €cent/kWh teurer als

die ausschließliche Reinigung des Biogases. Die Anschlusskosten für die Einspeisung auf NE 2 sind aufgrund des höheren Druckniveaus und dadurch bedingten höheren Kosten für die Rohrleitung und Verdichtung, um bis zu 0,3 Cent/kWh höher als die Anschlusskosten in NE 3. Die Anschlusskosten steigen insbesondere bei kleinen Anlagenkapazitäten stark an, bei Anlagen über 350 m<sup>3</sup>/h ergibt sich eine relativ flach Kurve der Anschlusskosten.

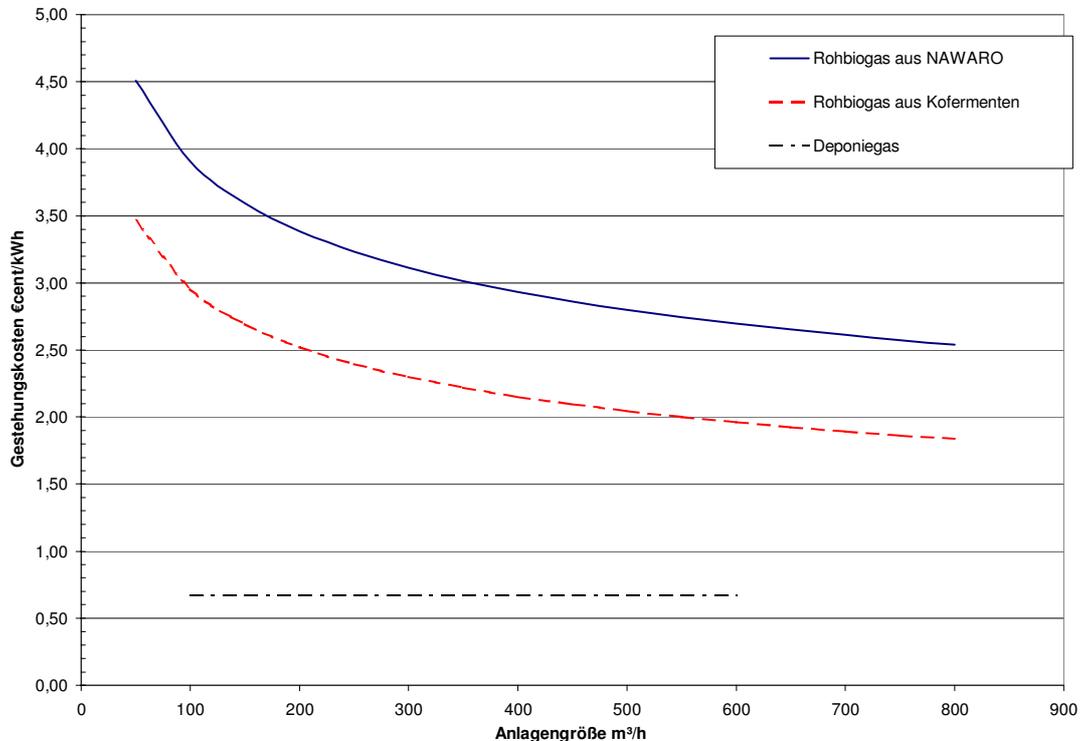


Abbildung 10: Kostenübersicht für die Gestehungskosten in Abhängigkeit von den Rohstoffen

Wie die Analyse der Verfahrenskombinationen gezeigt hat, sind die Reinigungskosten trotz hoher technologischer Unterschiede sehr ähnlich (siehe Abbildung 11). Es kann daher von typischen Reinigungskosten in der Größe von 0,35 Cent/kWh für eine Anlage mit 300 m<sup>3</sup>/h ausgegangen werden.

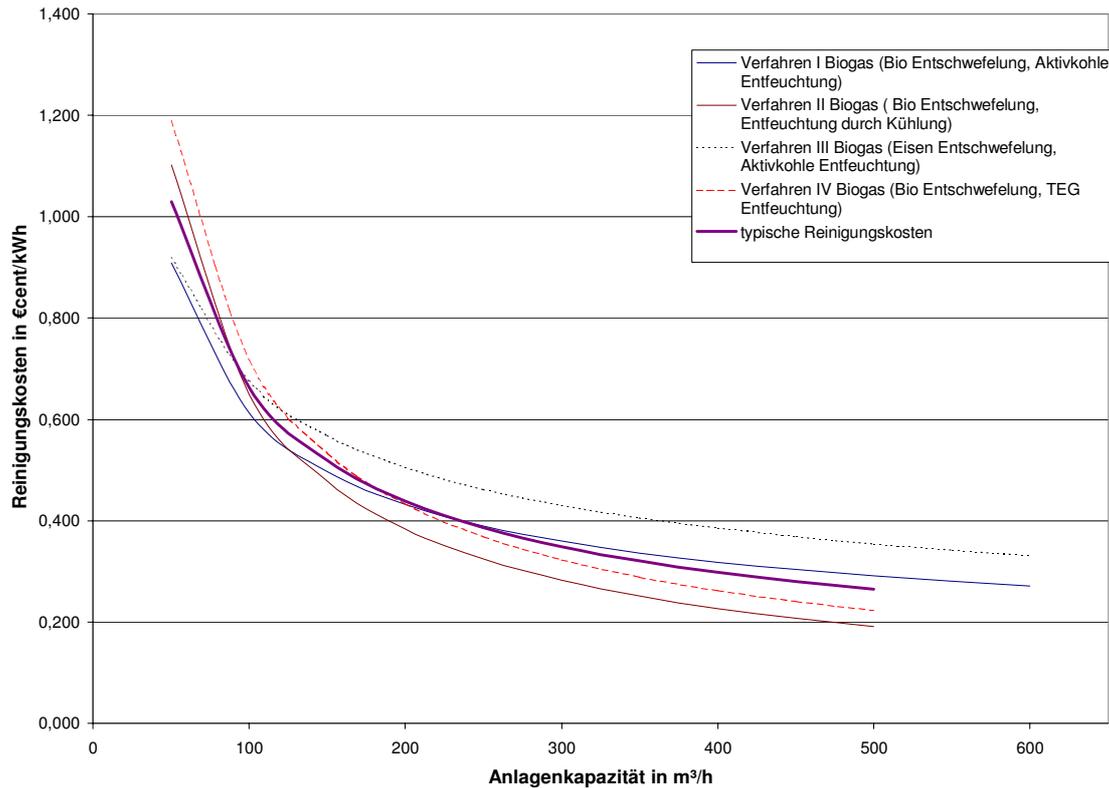


Abbildung 11: Reinigungskosten von Rohbiogas in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Um die Gesamtkosten zu ermitteln, werden nachfolgend verschiedene, praxisnahe Szenarien diskutiert, die sich aus unterschiedlichen Kombinationen möglicher Biogasquellen, Aufbereitungsmethoden sowie Anschluss an das Gasnetz (Netzebene 2 oder 3) ergeben.

Gestehung	Aufbereitung (Gasqualität)	Anschluss
Biogas aus NAWARO	<b>A</b> Reinigung (Zusatzgas)	<b>A</b> Einspeisung in Netzebene 2, mit Verdichter
Biogas aus Koferment	<b>B</b> Reinigung und Methananreicherung ohne Flüssiggas (angereichertes Zusatzgas)	<b>B</b> Einspeisung in Netzebene 3, mit Verdichter
Klär- und Deponiegas	<b>C</b> Reinigung und Methananreicherung mit Flüssiggas (Austauschgas)	<b>C</b> Einspeisung in Netzebene 3, kein Verdichter erforderlich
		<b>D</b> Einspeisung in Netzebene 2, kein Verdichter erforderlich

Abhängig von der Gasqualität mit der eingespeist werden soll und der Netzebene wird von sieben unterschiedlichen Einspeisevarianten ausgegangen, die als praxistauglich erachtet wurden:

- Variante AA: Biogas-Netzeinspeisung als Zusatzgas in Netzebene 2

- Variante AB: Biogas-Netzeinspeisung als Zusatzgas in Netzebene 3
- Variante BB: Biogas-Netzeinspeisung als angereichertes Zusatzgas (Methananreicherung mittels ND-Membran, ohne Flüssiggasbeimischung) in Netzebene 3
- Variante BC: Biogas-Netzeinspeisung als angereichertes Zusatzgas (Methananreicherung mittels PSA oder DWW, ohne Flüssiggasbeimischung) in Netzebene 3
- Variante BD: Biogas-Netzeinspeisung als angereichertes Zusatzgas (Methananreicherung mittels Gaspermeation, ohne Flüssiggasbeimischung) in Netzebene 2
- Variante CB: Biogas-Netzeinspeisung als Austauschgas (Methananreicherung mittels ND-Membran, mit Flüssiggasbeimischung) in Netzebene 3
- Variante CC: Biogas-Netzeinspeisung als Austauschgas (Methananreicherung mittels PSA oder DWW, mit Flüssiggasbeimischung) in Netzebene 2

In Abbildung 12 sind die Gesamtkosten für angereichertes Zusatzgas und Zusatzgas aus NAWARO, die Gesamtkosten für angereichertes Zusatzgas und Zusatzgas aus Kofermenten und die Produktion von angereichertem Zusatzgas aus Deponiegas dargestellt. Diese ausgewählten Varianten scheinen für eine zukünftige Einspeisung in das Gasnetz am besten geeignet zu sein. In dieser Kostenübersicht wird die Anreicherung des Biogases mittels ND-Membran (Variante BB) nicht berücksichtigt, da mit der Druckwechseladsorption und der Druckwasserwäsche Verfahren zur Verfügung stehen, die Reingas mit gleicher Qualität zu niedrigeren Kosten bereitstellen können. Die Aufbereitungsvarianten mit dem Zusatz von Flüssiggas wurden nicht berücksichtigt, da diese nicht wirtschaftlich erscheint.

Zum Vergleich wurden in Übereinstimmung mit Kapitel 7 der Importpreis für Erdgas (1,21 €cent/kWh), der Energiepreis (Richtwert) bei Direktvermarktung (2,0 €cent/kWh) und der Energiepreis für Biogas als Treibstoff (CNG) (2,5 €cent/kWh) angeführt.

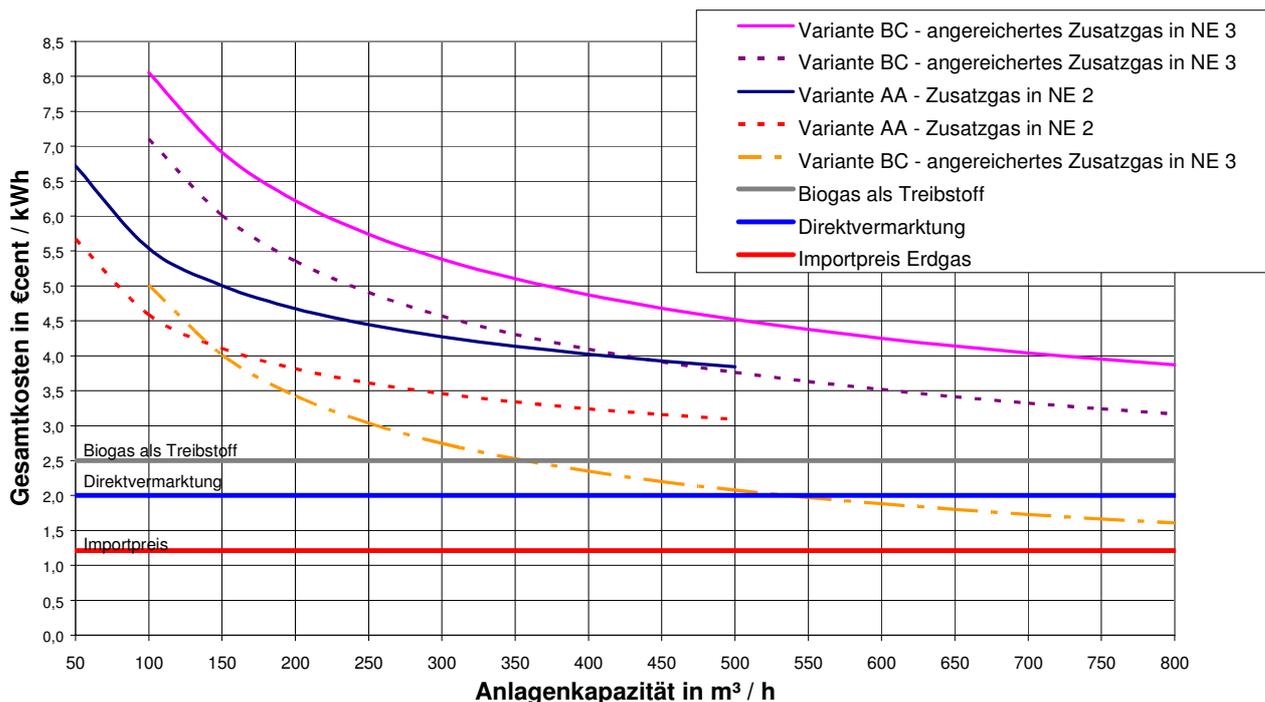


Abbildung 12: Gesamtkosten verschiedener Varianten im Vergleich zu den Energiepreisen von Erdgas

In Tabelle 5 sind die spezifischen Gesamtkosten der verschiedenen Einspeisevarianten für unterschiedliche Anlagengrößen angeführt.

Gesamtkosten		100 m³/h	300 m³/h	500 m³/h	800 m³/h
Variante BC – angereichertes Zusatzgas aus NAWARO in NE3	€cent/kWh	8,1	5,4	4,5	3,9
Variante BC – angereichertes Zusatzgas aus Koferment in NE3	€cent/kWh	7,1	4,6	3,8	3,2
Variante AA – Zusatzgas aus NAWARO in NE2	€cent/kWh	5,5	4,3	3,8	-
Variante AA – Zusatzgas aus Koferment in NE2	€cent/kWh	4,5	3,5	3,1	-
Variante BC – angereichertes Zusatzgas aus Deponiegas in NE3	€cent/kWh	5	2,7	2,1	1,6

Tabelle 5: Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung für unterschiedliche Anlagengrößen

Bei gleicher Rohstoffquelle ist die Einspeisung von angereichertem Zusatzgas über den gesamten Bereich teurer als die Einspeisung von ausschließlich gereinigtem Biogas. Die Gesamtkosten für angereichertes Zusatzgas in NE 3 aus NAWARO betragen für eine Anlage von 100 m³/h 8,1 €cent/kWh, die Gesamtkosten von Zusatzgas 5,5 €cent/kWh. Die

Gesamtkosten von Biogas aus Koferment ist, entsprechend der niedrigeren Gesteuerungskosten, günstiger als die Gesteuerungskosten von Biogas aus NAWARO. Bei größeren Anlagenkapazitäten wird die Differenz zwischen der Anreicherung und der Reinigung aber kleiner. Bei einer Anlagengröße von 500 m<sup>3</sup>/h sind die Gesamtkosten von angereichertem Zusatzgas in NE 3 aus Koferment und von Zusatzgas in NE 2 aus NAWRO gleich. Die Gesamtkosten von Deponiegas sind bei einer Anlagenkapazität von 100 m<sup>3</sup>/h höher als die Einspeisung von Zusatzgas aus Koferment, bei größeren Anlagen ist diese Variante aber die kostengünstigste.

Die Gegenüberstellung der Gesamtkosten der Biogaseinspeisung (vgl. Abbildung 12) mit den derzeitigen Erdgaspreisen zeigt, dass die Gesteuerungskosten von Biogas zum Teil deutlich über den Importpreisen (1,21 €/cent/kWh) von Erdgas liegen. Je nach Anlagengröße, Rohstoffquelle und Aufbereitungsverfahren liegen die Gesamtkosten (der betrachteten Varianten) beim 1,3-fachen bis 6,6-fachen des Importpreises für Erdgas.

Soll Biogas in nennenswerten Mengen in das Gasnetz eingespeist werden, dann sind entsprechende Förderungen unumgänglich.

## 7. Erlösmöglichkeiten

Es wurden die wirtschaftlichen Verwertungsmöglichkeiten von Biogas bei Netzeinspeisung untersucht. Für diese Analyse wurden die Möglichkeiten in Betracht gezogen, Biogas nach der Netzeinspeisung entweder als Brennstoff oder als Treibstoff zu verwenden und einer entsprechenden Zielkundengruppe anzubieten. Dabei wurde vor allem der Vergleich zu Konkurrenzenergieträgern als Maßstab verwendet, um ein realistisches Erlösniveau für Biogas je nach Verwertung zu kalkulieren.

Dabei wird grundsätzlich zwischen der Verwendung von Biogas als Brennstoff und Treibstoff unterschieden. Es sollen dabei zunächst die Möglichkeiten untersucht werden, Biogas über das Gasnetz als Brennstoff an Kleinverbraucher (Haushalte), Großverbraucher (industrielle Erdgasverbraucher) sowie Gasversorgungsunternehmen zu verkaufen. In einem weiteren Schritt soll die Teilnahme eines Biogasanlagenbetreibers am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt für Gas und der Verkauf von Biogas an Netzbetreiber aus wirtschaftlicher Sicht geprüft werden. Abschließend soll die Möglichkeit, Biogas als Treibstoff für gasbetriebene Kraftfahrzeuge zu verwerten, analysiert werden.

Der Aspekt, ob Biogas in das Gasnetz als Zusatzgas, als angereichertes Zusatzgas oder als Austauschgas eingespeist wird, spielt bei dieser Betrachtung der Erlösmöglichkeiten keine Rolle, da davon ausgegangen wird, dass sich der Wert des Biogases an seinem Brennwert orientiert.

Als Grundlage für die nachfolgenden Verwertungsanalysen für Biogas soll die Struktur des (Verkaufs-) Preises für Erdgas dienen, die nachfolgend kurz erläutert wird. Der Verkaufspreis für Erdgaskunden setzt sich dabei aus drei großen Kostenelementen zusammen, dem Energiepreis, den Transportkosten und den Steuern bzw. Abgaben.

Der Energiepreis wird von einem Gasversorgungsunternehmen für Kundengruppen wie Haushalte, Gewerbe und Industrie variabel kalkuliert und beinhaltet

- den Preis für den Energieträger Erdgas (inkl. Marge)
- anteilige Speicherkosten,
- anteilige Kosten für das Bilanzgruppenmanagement (Ausgleichsenergie, Verbrauchsprognose, Fahrplanmanagement) sowie
- anteiligen Clearingentgeltkosten, das ist das vom Bilanzgruppenverantwortlichen an den Bilanzgruppenkoordinator zu leistende Entgelt; derzeit mit 0,04428 €cent/m<sup>3</sup> (bzw. 0,004 €cent/kWh) per Verordnung definiert.

Die Transportkosten - Fachterminus: Gassystemnutzungstarife - von einem Einspeisepunkt in das österreichische Gasnetz an der Grenze bis zu den jeweiligen Verbrauchsstätten in den einzelnen Bundesländern werden anhand fix definierter Tarife an Kunden verrechnet. Die Transportkosten beinhalten dabei das sogenannte Netznutzungsentgelt (Kosten für Transport anhand fix vorgegebener Tarife der Energie-Control Kommission auf Basis einer Verordnung, je ein Tarif pro Bundesland und Netzebene wird auf monatlicher Basis abhängig von transportiertem Volumen und Monatsspitzenverbrauch/Stunde verrechnet) sowie Kosten für Messleistungen.

Im Falle des Anschlusses einer Verbrauchsstätte an das öffentliche Gasnetz werden einmalig das sogenannte Netzbereitstellungsentgelt (Kosten für allgemeinen Netzausbau in die Nähe des Verbrauchers) und das Netzzutrittsentgelt (Kosten für Anschlussleitung) an den Kunden verrechnet.

In der Position Steuern und Abgaben sind die 20%-ige Umsatzsteuer sowie die Erdgasabgabe im Ausmaß von 0,5962 €Cent je Kilowattstunde enthalten.

Auf Basis dieser Gesamtkostenstruktur für Erdgas soll nun vor allem der reine Energiepreis von Biogas (Erlös für den Energieträger Biogas) eruiert werden, um entsprechende Anhaltspunkte für das Erlösniveau verschiedenster Verwertungsmöglichkeiten zu erhalten.

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Erlösmöglichkeiten von Biogas ist dabei die Gestaltung der Netztarife. Da Biogas durch die Einspeisung in Netzebene 2 oder 3 nur Teile des Gasnetzes in Anspruch nimmt, sollte dies durch die Gestaltung von kostengerechten, entfernungsabhängigen Netztarifen (Systemnutzungstarife) berücksichtigt werden. Durch die geringen Netztarife (Transportkosten) könnte Biogas im Vergleich zu Erdgas zu höheren Energiepreisen verkauft werden, ohne die Konkurrenzfähigkeit gegenüber Erdgas zu schmälern. Kostengerechte Systemnutzungstarife würden die Erlösmöglichkeiten von Biogas im österreichischen Durchschnitt um mindestens 0,22 €/kWh (1,45 €cent/m<sup>3</sup>) erhöhen. Für sehr kurze Durchleitungsdistanzen sollte die Entlastung bei den Systemnutzungstarifen noch deutlich höher ausfallen. Die Umgestaltung der Systemnutzungstarife ist daher eine zentrale Maßnahme zur Verbesserung des wirtschaftlichen bzw. rechtlichen Rahmens der Biogas-Netzeinspeisung (vgl. Kapitel 9).

Biogas als Brennstoff kann auf verschiedene Weise verwertet werden. Es wurde

- der Verkauf an Kunden am österreichischen Gasmarkt,
- der Einsatz als Ausgleichsenergie im neuen Bilanzgruppenmodell des Gasmarktes,
- die Verwendung als Regelenergie für Verteilnetzbetreiber und
- die Direktversorgung von Kunden direkt über ein lokales Biogasnetz analysiert.

Beim Verkauf von Biogas an Kunden im österreichischen Gasmarkt wurde drei Zielgruppen betrachtet: Gasversorger, Kleinverbraucher und industrielle Großabnehmer.

Beim Verkauf des Biogases an Gasversorger orientiert sich das Erlösniveau am durchschnittlichen Einkaufspreis von Erdgas an der österreichischen Grenze. Auf Basis der Preisbeobachtungen von importiertem Gas im Zeitraum von 2002 bis 2004 kann für Biogas ein durchschnittlicher Erlös von 1,21 €cent/kWh (Energiepreis, exklusive Transport, Steuern & Abgaben) angenommen werden.

Bei Kleinverbrauchern (Haushalte) konnte unter der Annahme, dass Haushalte keine Bereitschaft zeigen, für Biogas aufgrund des ökologischen Hintergrunds mehr als für Erdgas zu bezahlen, ein Erlösniveau von maximal 4,85 €cent/kWh kalkuliert werden (Energiepreis inklusive Speicher, Bilanzgruppenmanagement, Transport, Steuern & Abgaben), der reine Energiepreis beträgt dabei 1,41 €cent/kWh. Unter der Annahme, dass ein österreichische Haushalt in Zukunft bereit ist, für reines Biogas in Analogie zur Mehrzahlungsbereitschaft für

Ökostrom um 30 % mehr zu bezahlen als für herkömmliches Erdgas, konnte ein Verkaufspreis von ca. 6,63 €cent/kWh ermittelt werden. Das entspricht einem Energiepreis von ca. 2,78 €cent/kWh. Das Segment dieser aus ökologischen Gründen mehrzahlungsbereiten Kunden dürfte österreichweit allerdings mit - optimistisch geschätzt - 0,5 % eher klein sein.

Unter Annahme wichtiger Rahmenbedingungen - wie einer bestimmten Jahresverbrauchsmenge (5 Mio. Nm<sup>3</sup>) oder konstanter Qualität des gelieferten Gases - ist der Verkauf von Biogas an Industriekunden in Form einer Bandlieferung zusätzlich zu der bestehenden strukturierten Erdgasversorgung auf das erzielbare Erlösniveau hin untersucht worden. Dabei konnte in einem Beobachtungszeitraum 2002 bis 2004 ein Verkaufspreis von etwa 1,6 €cent/kWh (inklusive einer vom Biogas-Produzenten zu definierenden Marge sowie Verwaltung, Bilanzgruppenmanagement, Clearingentgelt) ermittelt werden. Der Energiepreis für Biogas sollte damit über 1,21 €cent/kWh liegen.

Auf Basis des neuen Marktmodells am österreichischen Gasmarkt wurde die Möglichkeit untersucht, Biogas zur Reduktion des Ausgleichsenergieisikos bei Industriekunden einzusetzen. In diesem Fall würde ein Industriekunde die Erstellung von Fahrplänen und das damit verbundene Risiko der Abweichung von den geplanten Verbrauchswerten selbst übernehmen. Durch Änderungen der Berechnungsformel für Ausgleichsenergiepreise während der Erstellung der Studie wurde aber die Möglichkeit des Abrufes aktueller Ausgleichsenergiepreise als notwendige Kalkulationsbasis für diese Verwertungsmöglichkeit für Industriekunden verhindert. Durch diesen Umstand ist es nun nicht möglich, Biogas als effizientes Mittel zur Ausgleichsenergieminimierung einzusetzen, da diese notwendige Datengrundlage nicht mehr abrufbar ist. Durch eine entsprechende rechtliche Änderung sollte diese Datengrundlage wieder geschaffen werden.

Industriekunden, die dem Emissionshandel unterliegen, können erzielte CO<sub>2</sub>-Reduktionen durch den Verkauf von Emissionszertifikaten verwerten. Je nach Preis der Emissionszertifikate (Annahme: 10 bis 15 €/t CO<sub>2</sub>) ergibt sich daraus für das CO<sub>2</sub>-neutrale Biogas ein Preisvorteil gegenüber dem fossilen Erdgas von 0,18 bis 0,26 €cent/kWh. Das durch die Substitution von Erdgas durch Biogas mit anschließender Verwertung der damit verbundenen Emissionszertifikate erzielte reine Energiepreisniveau für Biogas wurde dabei innerhalb einer Bandbreite von 1,39 €cent/kWh bis 1,47 €cent/kWh identifiziert. Innerhalb dieses Preisbandes wäre demnach ein industrieller Erdgasverbraucher bereit, unter Berücksichtigung des Zusatznutzes bei einem Verkauf von Emissionszertifikaten Biogas in entsprechenden Mengen zuzukaufen.

Für einen Produzenten von Biogas gibt es seit der Voll liberalisierung des österreichischen Gasmarktes eine neue Verwertungsmöglichkeit seines Produktes durch tägliche Angebote zur Lieferung von Biogas als Ausgleichsenergie. Unter der Annahme, dass der Biogas-Produzent sämtliche Auflagen zur Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt erfüllt und zudem die Mindestgröße für ein Lieferangebot von derzeit 10 MWh (entspricht 1.500 m<sup>3</sup> typ. Biogas) auf 1 MWh (150 m<sup>3</sup>) reduziert wird, wurde ein durchschnittliches Erlösniveau für den reinen Energiepreis für den Einsatz von Biogas als Ausgleichsenergie von ca. 1,53 €cent/kWh kalkuliert.

Ein weiterer Ansatz für eine alternative Verwertung wird in der Möglichkeit gesehen, Biogas zum Ausgleich von Druckschwankungen in regionalen bzw. lokalen Verteilernetzen zu verwenden. Eine lokale Einspeisung von Biogas würde nicht nur die lokalen Verbrauchsspitzen verringern, sondern auch durch die damit verbundene geringere Anlieferung von Erdgas die vorgelagerten Netzbereiche entlasten. Als Erlösniveau für den Einsatz von Biogas für diesen Verwendungszweck kann jenes von Ausgleichsenergie (Erdgas) als Grundlage angenommen werden, allerdings muss dabei der wirtschaftliche Vorteil der Netzentlastung in vorgelagerten Netzen entsprechend berücksichtigt werden. Aufgrund nicht vorhandener Datengrundlagen wird eine unverbindliche Schätzung von ca. 0,045 €cent/kWh für eine derartige Netzentlastungsvergütung angenommen werden, die den Preis für Biogas zum Ausgleich von Druckschwankungen in Verteilernetzen auf 1,57 €cent/kWh steigern würde.

Die Direktvermarktung über ein eigenes lokales Biogasnetz stellt eine weitere Verwertungsmöglichkeit dar. Dadurch können die ungerechtfertigt hohen Netztarife (Transportkosten) für Biogas im öffentlichen Gasnetz vermieden werden oder überhaupt erst die Voraussetzungen zur Versorgung des Kunden mit Gas geschaffen werden. Der Kostenvorteil, der sich für Biogas dadurch ergibt, hängt von Errichtungskosten des lokalen Gasnetzes bzw. der Direktleitung ab.

Wird ein Kunde mittels einer eigenen Biogasleitung versorgt und ist er zudem an das öffentliche Gasnetz angeschlossen, muss sich Biogas der Konkurrenzenergie Erdgas stellen, mit dem sich der Kunde anderenfalls oder zusätzlich versorgen kann. Das damit verbundene Erlösniveau für Haushaltskunden bzw. Industriekunden wurde bereits oben beschrieben und bewegt sich innerhalb einer Bandbreite von etwa 1,21 bis 2 €cent/kWh.

Wird ein Flüssiggaskunde abgeworben, so kann in Sonderfällen mittels Direktversorgung ein Energiepreis für das Biogas von bis zu 5,5 €cent/kWh erzielt werden. Die dabei anfallenden Leitungskosten wurden bereits in Abzug gebracht. Dabei handelt es sich jedoch um Sonderfälle mit vernachlässigbarem Marktvolumen.

Es ist auch die Verwendung von Biogas als Treibstoff für Kraftfahrzeuge, die mit Compressed Natural Gas (CNG) betrieben werden, näher analysiert worden. Hier wird Biogas über das bestehende Gasnetz an Tankstellen geliefert. Dabei hat sich gezeigt, dass Biogas in Europa bereits als CNG-Kraftstoff genutzt wird und auch in Österreich entsprechende Möglichkeiten für den Absatz an den derzeit 27 Erdgastankstellen vorhanden ist. Das damit verbundene maximale Erlösniveau inklusive aller zusätzlichen Kostenelemente wie Transport oder Speicher liegt bei 3,67 €cent/kWh. Der Energiepreis würde sich etwa zwischen 2,5 - 2,86 €cent/kWh abhängig von der genutzten Netzebene bewegen.

Die in diesem Kapitel aufgezeigten Möglichkeiten sollen eine Bandbreite für die Verwertung von Biogas bei der Netzeinspeisung als Alternative zur Verstromung in BHKWs aufzeigen. Tabelle 6 bietet einen zusammenfassenden Überblick über die Verwertungsmöglichkeiten.

Verwertung, Lieferung an	Konkurrenzprodukt/-preis	Energiepreis (exkl. Transport, Speicher, Bilanzgruppenmanagement, Steuern)
GVUs	Importpreis Erdgas	1,21 €cent/kWh
Haushaltskunden ohne Mehrzahlungsbereitschaft	Erdgas-Haushaltspreis anderer Gasversorger	1,41 €cent/kWh
Haushaltskunden mit Mehrzahlungsbereitschaft	Erdgas-Haushaltspreis anderer Gasversorger	2,78 €cent/kWh
Bandlieferung an Industriekunden	Erdgas-Industriepreis	> 1,21 €cent/kWh
Bandlieferung an Industriekunden, die dem Emissionshandel unterliegen	Erdgas-Industriepreis einschl. Zertifikatspreis	> 1,39 -1,47 €cent/kWh
Ausgleichsenergie an Regelzonenführer	Merit-Order-Liste	1,53 €cent/kWh
Regelenergie an regionalen Verteilnetzbetreiber		1,57 €cent/kWh
Direktvermarktung über lokales Biogasnetz oder Direktleitung an Kunden ohne Erdgasanschluss	Preis von Flüssiggas	5,5 €cent/kWh
Direktvermarktung über lokales Biogasnetz oder Direktleitung an Kunden mit Erdgasanschluss	Preis von Erdgas	2 €cent/kWh
Tankstellen als Treibstoff (CNG)	Preis von Erdgas	2,5 – 2,86 €cent/kWh

Tabelle 6: Erlösmöglichkeiten und Preisniveaus für Biogas bei Netzeinspeisung

Vom seltenen Spezialfall der (ehemaligen) Flüssiggaskunden abgesehen, bewegt sich der erzielbare Energiepreis für Biogas im Bereich von 1,21 bis 1,57 €cent/kWh, maximal jedoch bei 2,78 €cent/kWh für mehrzahlungsbereite, umweltbewusste Kunden. Wird Biogas auch bei Netzeinspeisung von der Erdgasabgabe befreit, erhöht sich das mögliche Erlösniveau um 0,59 €cent/kWh. Ein kostengerechter, entfernungsabhängiger Systemnutzungstarif würde eine weitere Möglichkeit zur Steigerung des Erlösniveaus um zumindest 0,22 €cent/kWh (Netzebene 3) bedeuten.

Eine weitere attraktive Verwertungsmöglichkeit liegt im Verkauf von Biogas als Treibstoff an dafür geeigneten Tankstellen. In diesem Fall kann ein reiner Energiepreis in der Höhe von 2,5 bis 2,86 €cent/kWh erzielt werden. Vor allem in Hinblick auf die EU-weite Förderung biogener Kraftstoffe ist diese Form der Verwendung von Biogas eine interessante Zukunftsoption.

Es muss aber realistischerweise davon ausgegangen werden, dass der Massenmarkt für Biogas ein Preisniveau im Bereich von etwa 1,2 – 1,4 €cent/kWh hat. In allen weiteren Betrachtungen wird daher – wenn nicht anders ausgeführt – von einem erzielbaren Energiepreis für Biogas von 1,21 €cent/kWh bzw. 8 €cent/m<sup>3</sup> ausgegangen.

## 8. Förderbedarf

Die Verwertung von Biogas in größeren Mengen kann nur durch die Einspeisung in das bestehende Gasnetz erfolgen. Um das Biogaspotenzial ausnutzen zu können, muss dem Anlagenbetreiber Netzanschluss gewährt werden und es muss ein Verkaufserlös realisierbar sein, der über den Gesamtkosten für Gesteuerung und Aufbereitung von Biogas liegt. Wie im vorangegangenen Kapitel dargelegt wurde, liegen die Gesamtkosten für die Biogas-Netzeinspeisung zum Teil deutlich über den Preisen für Erdgas. Um der Biogas-Netzeinspeisung aus umwelt- und energiepolitischen Gründen sowie aus Gründen der Technologieentwicklung zum Durchbruch am Markt zu verhelfen, müssen daher entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Eine wesentliche Voraussetzung sind aufgrund der derzeit noch fehlenden Kostendeckung öffentlicher Förderungen. Die Höhe der Förderungen hängt von mehreren Faktoren ab: neben der Kosten- und Erlössituation vom Fördermodell, von den zu erreichenden Zielsetzungen, aber auch ganz wesentlich von den sonstigen rechtlichen Rahmenbedingungen. Wie in den vorangegangenen Kapitel dargestellt wurde, kann die Wirtschaftlichkeit der Biogas-Netzeinspeisung durch geänderte Qualitätsanforderungen und durch kostengerechte Transportgebühren (Systemnutzungstarife) entscheidend erhöht und der Förderbedarf erheblich gesenkt werden. Auch die Steuerbefreiung der Biogas-Netzeinspeisung von der Erdgasabgabe ist ein wesentlicher Punkt zur Verbesserung der wirtschaftlichen Situation (vgl. Kapitel 9).

In diesem Kapitel wird der Förderbedarf für die Biogas-Netzeinspeisung in Abhängigkeit vom Umfang der Nutzung der vorhandenen Potenziale abgeschätzt. Dazu wurde der Förderbedarf für unterschiedliche Rahmenbedingungen ermittelt. Werden die derzeitigen Rahmenbedingungen beibehalten, d.h. die Zahlungsströme werden nicht verändert, dann ergibt sich ein maximaler Förderbedarf. Für die Einspeisung von Biogas kann jener Betrag erwirtschaftet werden, der zur Zeit für den Import von Erdgas (bezogen auf die Energiemenge) bezahlt wird. Anschließend wurde versucht den zusätzlichen Förderbedarf durch die Veränderung der Zahlungsströme zu reduzieren. Für die Einspeisung von Biogas steht jetzt der Netto-Haushaltspreis für Erdgas zur Verfügung. Die Ansprüche der Netzbetreiber und der Gashändler wurden in diesem Szenario nicht berücksichtigt.

Wird angenommen, dass 1 TWh Biogas in das Gasnetz, unter den derzeitigen Rahmenbedingungen eingespeist wird, so erhält man einen Förderbedarf von 56 Mio. € pro Jahr. Diesem Förderbedarf liegt die Annahme der Erzeugung von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen zugrunde, dabei werden 50% des Biogases als Zusatzgas in NE 2 und die andere Hälfte als angereichertes Zusatzgas in NE 3 eingespeist. Außerdem wird angenommen, dass großteils Anlagen mit einer Anlagenkapazität über 230 m<sup>3</sup>/h errichtet werden. Für die Einspeisung von Deponiegas oder von Biogas aus Kofermenten verringert sich der Anteil entsprechend der geringeren Gesteuerungskosten. Für die Einspeisung von 2 TWh Biogas und der Annahme, dass vorwiegend Anlagen mit einer Kapazität unter 230 m<sup>3</sup>/h errichtet werden ergibt sich ein Förderbedarf von 132 Mio € pro Jahr.

Die Einspeisung von Biogas bedarf bei einer Anlagenkapazität unter 46 m<sup>3</sup>/h einer höheren Förderung verglichen mit der Förderung für Ökostrom. Bei der Einspeisung von Zusatzgas auf Netzebene 2 sinkt der Förderbedarf für größere Anlagen unter die Förderung von Ökostrom. Der Förderbedarf für die Einspeisung von angereichertem Zusatzgas sinkt ab einer Anlagengröße über 230 m<sup>3</sup>/h unter die Förderung von Ökostrom. Durch die Nutzung von Zahlungen wie Erdgasabgabe oder eines Teils der Netzgebühren kann der Förderbedarf, der zusätzlich von der öffentlichen Hand aufgebracht werden muss, erheblich verringert werden.

Abschließend wurde noch der mögliche Förderbedarf, der sich im Rahmen eines Ökogasgesetzes ergeben würde, abgeschätzt. Als Zielsetzung wurde angenommen, dass 900 Mio. m<sup>3</sup> Biogas bis 2012 in das Gasnetz eingespeist werden sollen. Dadurch könnten 6% des Erdgases auf Basis des Erdgasverbrauchs von 2003 substituiert werden. Damit würde sich im Jahr 2012 ein Förderbedarf von 287 Mio. € ergeben. Bis 2008 ist eine Erdgassubstitution von 2% angestrebt, wodurch sich ein Förderbedarf von ca. 95 Mio. € ergeben würde. Von den insgesamt im Jahr 2008 als Ziel eingespeisten 300 Mio. m<sup>3</sup> könnten 200 Mio. m<sup>3</sup> aus NAWARO und 15 Mio. m<sup>3</sup> aus Kofermenten produziert werden. Die restlichen 85 Mio. m<sup>3</sup> könnten auf Klär- und Deponiegas entfallen.

## 9. Rechtliche Situation

In diesem Kapitel wurde der rechtliche Rahmen auf europäischer und nationaler Basis in Bezug auf die notwendige Aufbereitung und die Einspeisung von Biogas analysiert. Dabei wurden die österreichischen Rechtsgrundlagen mit jenen von ausgewählten europäischen Ländern (Dänemark, Deutschland, Schweiz, Schweden) verglichen. Auf Basis der bestehenden Rechtssituation sowie bisheriger in- und ausländischer Erfahrungen wurden die in Österreich bestehenden Hemmnisse für eine wirtschaftlich effiziente Einspeisung von Biogas aufgezeigt. Weiters wurde die Möglichkeit geprüft, ein eigenes Biogasnetz zu errichten, um eine Direktversorgung von Kunden zu ermöglichen, um damit gegebenenfalls bestehende Hemmnisse beim Netzzugang in das öffentliche Gasnetz umgehen zu können. Darauf aufbauend wurden Empfehlungen ausgearbeitet, in welcher Weise der österreichische Rechtsrahmen adaptiert werden kann, um aus rechtlicher Sicht eine hemmnisfreie Einspeisung des gesamten Biogaspotenzials in das österreichische Gasnetz zu ermöglichen.

Ausgehend von einer Analyse der derzeit in Österreich gültigen Rechtsgrundlagen wurden in diesem Kapitel die legislativen Voraussetzungen für die Einspeisung von Biogas in ausgewählten europäischen Ländern wie Dänemark, Deutschland, Schweiz, Schweden miteinander verglichen. Neben den daraus abgeleitenden Änderungsmaßnahmen wurden die in dieser Studie aufgezeigten Adaptierungen bestehender bzw. die Schaffung neuer legislativer Grundlagen angeführt, um eine hemmnisfreie und wirtschaftlich attraktive Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz zu ermöglichen.

Im Zuge der Evaluierung der Erlösmöglichkeiten für die Biogas-Netzeinspeisung hat sich gezeigt, dass eine Möglichkeit zur Umgehung der hohen Systemnutzungstarife die Errichtung von Direktleitungen und von separaten lokalen Biogasnetzen ist. Es wurde daher auch die rechtliche Situation im Hinblick auf die Errichtung derartiger Verteilanlagen erhoben. Es wurden dazu zahlreiche Bestimmungen – beginnend vom Anlagenrecht des Gaswirtschaftsgesetzes bis hin zum Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 - aus juristischer Sicht untersucht. Die Analyse hat gezeigt, dass war zahlreiche gesetzliche Bestimmungen einzuhalten sind, der Errichtung von lokalen Biogasnetzen nichts Grundsätzliches entgegen steht und sie eine rechtlich wie wirtschaftlich interessante Option sind, lokal Biogas mit attraktiven Erlösen zu vermarkten.

Die Analyse der Rechtssituation hat insgesamt gezeigt, dass die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen historisch bedingt für Erdgas optimiert sind. Für Biogas sind die derzeitigen Regelungen sehr ungünstig und führen bei der Netzeinspeisung zu erheblichen, weitgehend unnötigen Zusatzkosten, die durch bessere rechtliche Voraussetzungen vermieden werden könnten. Es wurden daher auf Basis dieser Analysen insgesamt zwölf konkrete Empfehlungen für die Änderung des legislativen Rahmens formuliert, die Voraussetzung für eine wirtschaftlich attraktive Nutzung der Biogas-Netzeinspeisung sind.

Die Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz ist grundsätzlich auch derzeit bereits möglich. Die einschlägigen Regelungen sind im Gaswirtschaftsgesetz zu finden. Die

definierten Qualitätsanforderungen für das Biogas beziehen sich einerseits auf den Einspeisepunkt in das Gasnetz, andererseits muss dabei das einzuspeisende Biogas die exakt gleiche Qualität wie Erdgas aufweisen.

Für derart aufbereitetes Biogas bestehen keine Mengenrestriktionen hinsichtlich der Einspeisemenge, da das Erdgas zu 100 % substituiert werden kann. Die Aufbereitung auf Erdgasqualität ist aber technisch nicht immer notwendig und sehr teuer. Für gereinigtes Biogas, das aber einen natürlichen Methangehalt aufweist, besteht derzeit – im Unterschied etwa zur Schweiz - keine Möglichkeit der Netzeinspeisung.

In der Schweiz wird Biogas bzw. die Einspeisung von Biogas in der eidgenössischen Energieverordnung nicht explizit erwähnt, allerdings wird eine Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz unter gewissen Qualitätsanforderungen des Merkblattes des Technischen Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches (TISG) als Austauschgas, aber auch in beschränktem Ausmaß auch als Zusatzgas ermöglicht. Damit ist die Möglichkeit gegeben, Biogas auch mit natürlichem Methangehalt unter Berücksichtigung von Vermischungseffekten in das öffentliche Gasnetz einzuspeisen, wobei sinnvoller Weise die Qualität im Gasnetz und nicht am Einspeisepunkt überwacht wird.

In Dänemark und in Schweden gibt es derzeit zwar keine gesonderten gesetzlichen Regelungen für die Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz. Die Qualität wird jedoch für das Gas im Netz und nicht am Einspeisepunkt vorgeschrieben. Somit wird in beiden Ländern zumindest der Berücksichtigung von Vermischungseffekten durch die Qualitätsdefinition von Mischgas im Gasnetz entsprechend Rechnung getragen.

Für Österreich würde das bedeuten, dass bei Änderung des Bezugspunktes für die Gasqualität (Netz statt Einspeisepunkt) etwa 5,6 % des Gasvolumsstroms in der jeweiligen Leitung durch Biogas mit natürlichem Methangehalt als sogenanntes Zusatzgas ersetzt werden könnte, ohne die Qualitätsanforderungen beim Verbraucher verändern zu müssen.

Um aber die Einspeisung des gesamten österreichischen Biogaspotenzials von rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. als kostengünstiges Zusatzgas mit natürlichem Methangehalt zu ermöglichen, wird die Änderung der brenntechnischen Qualitätsanforderungen vorgeschlagen. Um die Eigenschaften des im Gasnetz entstehenden Mischgases aus Biogas und Erdgas entsprechend zu berücksichtigen, wird daher die Schaffung einer völlig neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas empfohlen. Diese neue Richtlinie für Mischgas muss wiederum die Qualität im Gasnetz bzw. am Entnahmepunkt (und nicht am Einspeisepunkt) definieren. Mit der vorgeschlagenen Richtlinie könnten in jeder Leitung bis zu 25 % Biogas als kostengünstiges Zusatzgas beigemischt werden, ohne den sicheren Betrieb des Gasnetzes zu gefährden.

Im Zusammenhang mit dem Anschluss einer Biogasanlage an das öffentliche Gasnetz sollte dem Erzeuger von Biogas auf Basis eine Sonderstellung beim entsprechenden Antragsverfahren gemäß den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen eingeräumt werden, um eine Ablehnung des Netzzutrittsantrages aufgrund weit gefassten Ablehnungskriterien im vorhinein zu vermeiden. Diese Sonderstellung für Betreiber von Biogasanlagen sollte in Punkt III der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen entsprechend berücksichtigt werden.

Um eine optimale Nutzung der möglichen Einspeisemengen für kostengünstiges Zusatzgas zu ermöglichen, muss es möglich sein, Biogaseinspeisern bestimmte, erhöhte Qualitätsanforderungen – auch nachträglich – vorzuschreiben.

Im Hinblick auf die Finanzierung der Anschlusskosten wird vorgeschlagen, die Kosten für die Druckerhöhung (Verdichter) zur Einspeisung in Netzebene 2 durch das Systemnutzungsentgelt zu ermöglichen, da dies für den Betrieb des Gesamtsystems und der Erhöhung der eingespeisten Biogasmenge vorteilhaft wäre.

Der derzeitige Systemnutzungstarif (Kosten des Gastransports) führt zu erheblichen, ungerechtfertigten Benachteiligungen für Biogas. Für den Transport von Biogas sollte eine eigene Vergütung in Abhängigkeit von der tatsächlich benutzten Netzebene und Gasleitungslänge eingeführt werden. Dazu sollte ein kostengerechter, entfernungsabhängiger Systemnutzungstarif eingeführt werden.

In diesem Zusammenhang sollte auch eine Bestimmung des Gaswirtschaftsgesetzes (§ 3 Abs. 4 GWG) berücksichtigt werden, nach der als Ziel des Gesetzes unter anderem ein Ausgleich für Verteilnetzbetreiber in Form eines Systemnutzungsentgeltes für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse vorgesehen wird, der eben diesen Verteilnetzbetreibern auferlegt wird. Hier wird explizit auch der Ausgleich für Klima- und Umweltschutzmassnahmen erwähnt, worunter an dieser Stelle die Förderung bzw. der Transport von CO<sub>2</sub>-neutralen Gasen wie Biogas subsummiert werden kann.

Es wird weiters eine Steuerbefreiung von Biogas als Brenn- wie auch als Treibstoff empfohlen. Die bei einem Verbrauch von Biogas als Brennstoff nach Netzeinspeisung anfallende Erdgasabgabe im Ausmaß von 6,6 €cent/m<sup>3</sup> (0,59 €cent/kWh) sollte entfallen und als entsprechende Steuerbefreiung im Erdgasabgabegesetz eingeführt werden. Wird Biogas als Treibstoff verwendet, sollte es wie Erdgas von der Mineralölsteuer befreit werden.

Zur Förderung der Biogas-Netzeinspeisung wird empfohlen, in Analogie zum Ökostromgesetz ein Ökogesetz mit entsprechenden Förderbestimmungen und Quotenzielen für die Biogas-Netzeinspeisung zu schaffen. Wiederum in Analogie zum Ökostrommarkt sollte dem Regelzonenführer die Aufgabe übertragen werden, eine eigene Ökogas-Bilanzgruppe zu betreiben, aus der jedes Gasversorgungsunternehmen verpflichtend einen aliquoten Anteil beziehen und Biogas in ihr Einkaufsportfolio aufnehmen muss. Das dafür benötigte Biogas wird vom Regelzonenführer zu kostendeckenden Preisen von den Erzeugern angekauft und zum Importpreis von Erdgas an die Gasversorgungsunternehmen weiterverkauft. Die damit verbundenen Kosten wurden in Kapitel 8 bei einem Quotenziel von 6 % im Jahr 2012 auf € 287 Mio. abgeschätzt. Die Bereitstellung der hierfür benötigten öffentlichen Finanzierungsmittel kann aus dem Budget erfolgen oder wiederum in Analogie zum Ökostromgesetz.

Die zwölf Empfehlungen für die Änderung des rechtlichen Rahmens sind in nachfolgender Tabelle 7 nochmals angeführt:

Empfehlung 1	Richtlinie für Mischgasqualität im Netz
Empfehlung 2	Sonderstellung für Biogasanlagenbetreiber im Netzzutrittsverfahren
Empfehlung 3	Auflagen für den Netzzugang zur mengen- und kostenmäßigen Optimierung der gesamten Biogas-Netzeinspeisung
Empfehlung 4	Potenzialanalysen der Verteilnetzbetreiber
Empfehlung 5	Finanzierung der Verdichterkosten für Netzebene 2 durch das Systemnutzungsentgelt
Empfehlung 6	Kostengerechte, entfernungsabhängige Systemnutzungstarife
Empfehlung 7	Befreiung von der Erdgasabgabe
Empfehlung 8	Befreiung von der Mineralölsteuer
Empfehlung 9	Schaffung eines Ökogasgesetzes
Empfehlung 10	Quotenziele für Biogas
Empfehlung 11	Kennzeichnungspflicht für Gas
Empfehlung 12	Senkung der Mindestgröße für Angebote von Ausgleichsenergie

Tabelle 7: Empfehlungen zur Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen für eine positive Marktentwicklung im Bereich der Biogas-Netzeinspeisung

## 10. Zusammenfassung, Schlussfolgerungen, Empfehlungen

In diesem Kapitel sollen ausschließlich die zentralen Aussagen der Studie zusammengefasst werden, um einen freien Blick auf die wesentlichen Erkenntnisse und die sich daraus ergebenden Schlussfolgerungen bieten zu können.

Die Studie hat gezeigt, dass die wirtschaftliche Nutzung der Biogas-Potenziale wesentlich von den rechtlichen Rahmenbedingungen abhängen. Aber auch bei optimalen rechtlichen Rahmenbedingungen ist für Biogas aus NAWARO und Koferment ein entsprechender Förderbedarf gegeben, da die Technologie noch jung und kostenmäßig sicher noch nicht optimiert ist.

### Schlußfolgerungen

#### 1) Biogas ist eine spannende Option für ein nachhaltiges Energiesystem.

In der Studie wurde das in Österreich technisch nutzbare Biogaspotenzial mit 1 Mrd. m<sup>3</sup> (24 PJ) p.a. abgeschätzt. Damit können etwa 6,7 % des aktuellen Erdgasverbrauchs substituiert werden. Das würde zu einer Verringerung der österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1,18 Mio. t. p.a. führen, was einer Reduktionsminderung von 1,6 % entspricht.

#### 2) Der derzeitige rechtliche Rahmen ist für Erdgas optimiert und diskriminiert in mehrfacher Weise Biogas.

Sowohl die in den derzeit gültigen Qualitätsanforderungen vorgeschriebenen brenntechnischen Daten wie auch die Gestaltung der Systemnutzungstarife ist ausschließlich auf Erdgas ausgerichtet und optimiert. Der rechtliche Rahmen macht wohl für Erdgas Sinn, für Biogas ist er unbrauchbar.

#### 3) Die Diskriminierung von Biogas führt zu erheblichen Zusatzkosten bei der Netzeinspeisung.

Biogas kann derzeit nur in das Gasnetz eingespeist werden, wenn es an Erdgas angepasst wird. Das heißt, wenn es in aufwendigen und teuren Verfahrensschritten der chemischen Zusammensetzung von Erdgas angeglichen wird. Das führt zu erheblichen Zusatzkosten und zu einem massiven Wettbewerbsnachteil gegenüber Erdgas, das sich umgekehrt ja nicht an Biogas anpassen muss.

#### 4) Biogas ist ein vollwertiger, technisch einwandfreier Energieträger

Sobald Biogas von schädlichen Gasbegleitstoffen (Schwefel, Wasser, etc.) gereinigt wurde, wie das aber auch teilweise bei Erdgaserzeugung gemacht werden muss, ist Biogas ein hochqualitativer Energieträger, der problemlos im Gasnetz transportiert und beim Verbraucher genutzt werden kann. Der gegenüber Erdgas niedrigere Brennwert von etwa 6,6 kWh/m<sup>3</sup> (Erdgas: ca. 11 kWh/m<sup>3</sup>) und der höhere CO<sub>2</sub>-Gehalt von Biogas führen zu

keinen sicherheitstechnischen oder brenntechnischen Problemen, wenn im Netzbetrieb und bei der Gerätewartung darauf Rücksicht genommen wird.

**5) Das derzeitige Erdgasnetz kann auch als Mischgasnetz betrieben werden.**

Es gibt keine technischen Sachzwänge, die einen Betrieb des derzeitigen Erdgasnetzes als Mischgasnetz von Biogas und Erdgas ausschließen würden. Bei Änderung der derzeitigen Qualitätsanforderungen zugunsten eines Mischgasbetriebs kann das Gasnetz sofort und ohne aufwendige technische Umbauten als Biogas-Erdgas-Netz betrieben werden.

Da es technisch keine Einwände gegen die forcierte Nutzung der Biogas-Netzeinspeisung gibt, wäre es nun Aufgabe der österreichischen Energie- und Finanzpolitik, die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. In Kapitel 9 wurden dazu insgesamt 12 Empfehlungen zur Neugestaltung des rechtlichen Rahmens formuliert. Eine wesentliche Frage wird sein, welche Mittel zur Förderung der Biogas-Netzeinspeisung zur Verfügung stehen. Als Maximalsumme wurde für das Jahr 2012 ein Betrag von € 287 Mio. im Rahmen eines Ökogasgesetzes und einem Quotenziel von 6 % abgeschätzt. Da sich Österreich immer mehr von seinen Kyoto-Reduktionsverpflichtungen entfernt, als sich ihnen anzunähern, werden künftig sicher verstärkte Anstrengungen notwendig sein, um die verfügbaren CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenziale zu mobilisieren. In diesem Zusammenhang muss aber auch betont werden, dass die Biogas-Netzeinspeisung durch die Nutzung nachwachsender Rohstoffe (NAWARO) und Kofermente eine wesentliche Förderung des ländlichen Raums darstellt. Aber auch der österreichische Anlagenbau kann massiv profitieren, wenn in Österreich ein stabiler Heimmarkt für Anlagen zur Biogas-Netzeinspeisung geschaffen wird.

## Ausblick, Empfehlungen

Um der Biogas-Netzeinspeisung am Markt zum Durchbruch zu verhelfen, wären aufbauend auf den Studienergebnissen folgende Schritte zu setzen:

- 1) Präsentation und Kommunikation der Studienergebnisse an ein Fachpublikum aus Gaswirtschaft und Energie- bzw. Umweltpolitik. Darstellung des rechtlichen Änderungsbedarfs.
- 2) Errichtung von Pilotanlagen mit kostengünstigem Zusatzgas und Einspeisung in NE2 und NE3. Dazu wäre allerdings eine Ausnahmegenehmigung für die Qualitätsanforderungen erforderlich, sollte sich der rechtliche Rahmen bis dahin nicht geändert haben.
- 3) Fortsetzung der Forschungsanstrengungen insbesondere im Bereich Methananreicherung und Steigerung der Methanerträge bei NAWARO, um zu einer signifikanten Verbilligung der Einspeisungskosten zu kommen.
- 4) Ermittlung der regionalen Biogaspotenziale und Vergleich mit den regionalen Gasnetz-Einspeisepotenzialen.
- 5) Untersuchung von Biogasinseln als Alternative zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Klärung der Frage der Speicherhaltung, technische Konsequenzen eines CO<sub>2</sub>-Anteils von 40 % etc.
- 6) Möglichkeiten der verstärkten Vermarktung als Treibstoff für Kfz.
- 7) Entwicklung eines Modells für eine kostengerechte, entfernungsabhängige Berechnung des Systemnutzungstarifs.

Ein besonderes Potenzial für die Biogas-Netzeinspeisung könnte die Errichtung lokaler Biogasinseln haben, die mit Biogas mit natürlichem Methan- bzw. CO<sub>2</sub>-Gehalt betrieben werden. Wie die Studie gezeigt hat, wäre dies aus rechtlicher Sicht jederzeit möglich und es würde die im Bereich des Erdgasnetzes bestehenden Hemmnisse entfallen. Es wären aber zusätzliche Kostenerhebungen für die Speicherhaltung und die technischen Konsequenzen eines CO<sub>2</sub>-Gehalts des Gases von 40 % und mehr zu klären.

## Zielerreichung

Im Projektantrag wurden folgende Zielsetzungen formuliert, deren Erreichung nun kontrolliert werden soll:

- 1) *Wie sollte ein optimaler wirtschaftlicher Rahmen für die Biogas-Netzeinspeisung gestaltet sein? Welcher Förderungsbedarf ergibt sich aus der Bewertung von Kosten und Erträgen auf Basis der aktuellen Technologie- und Marktsituation? Kann der Förderungsbedarf - etwa durch die Vermeidung prohibitiver Anforderungen an die Biogas-Qualität oder durch eine optimierte Vermarktung von Biogas (z.B. Abdeckung von Verbrauchsspitzen) - reduziert werden?*  
Durch die detaillierte Erhebung der Gesamtkosten und der Erlösmöglichkeiten konnte der Förderbedarf abhängig von verschiedensten Einflussfaktoren ermittelt werden. Es wurde gezeigt, dass erhebliche Kostensenkungspotenziale durch „Biogas-freundlichere“ Rahmenbedingungen bestehen. Der verbesserten Vermarktung von Biogas sind jedoch, wie gezeigt wurde, sehr enge Grenzen gesetzt.

- 2) *Wie sollte ein optimaler rechtlicher Rahmen gestaltet sein, um eine hemmnis- und diskriminierungsfreie Biogas-Netzeinspeisung zu ermöglichen? Wie sieht die aktuelle nationale Situation aus? Welche internationalen Beispiele könnten Vorbild für eine nationale Regelung sein? Welche Hemmnisse bestehen in Österreich und welcher Handlungsauftrag für den Gesetzgeber ergibt sich daraus?*

Es wurden insgesamt 12 Empfehlungen für eine Verbesserung des rechtlichen Rahmens ausgearbeitet. Dazu wurde als Ausgangspunkt sowohl die nationale Situation sowie die internationale Situation anhand ausgewählter Länder erhoben. Es wurden die bestehenden Hemmnisse im Detail dargelegt.

- 3) *Welche Qualitätsanforderungen sind an das einzuspeisende Biogas aus technischer Sicht zu stellen? Können die Qualitätsanforderungen - etwa durch die Beimengung von nicht aufbereitetem Biogas zu konventionellem Erdgas - gesenkt werden?*

Es wurde dargestellt, dass es keine technischen Einwände gegen eine Modifikation der derzeit bestehenden Qualitätsrichtlinie ÖVGW G31 gibt und dass weder aus sicherheits- noch aus betriebstechnischen Gründen etwas gegen eine Absenkung der brenntechnischen Anforderungen an das Gasqualität besteht.

- 4) *Wie hoch sind die Reinigungs- und Aufbereitungskosten von Biogas abhängig von der verwendeten Technologie, Quelle und Anlagenkapazität? Welche Kostenreduktion kann durch eine Reduktion der Qualitätsanforderungen erreicht werden?*

Es wurden im Detail sämtliche Kosten in Abhängigkeit von Substratquelle (NAWARO, Koferment, Deponie- und Klärgas), am Markt befindlichen Verfahrenstechnologien sowie Anlagengröße erhoben. Es wurde gezeigt, dass ein erhebliches Kostensenkungspotenzial besteht, wenn Biogas nicht als Austauschgas (mit Erdgasqualität) sondern als Zusatzgas (mit natürlichem Methangehalt) in das Gasnetz eingespeist werden kann.

- 5) *Wie hoch sind die Gesteungskosten von Biogas aus unterschiedlichen Quellen?*

Es wurde eine detaillierte Kostenerhebung abhängig von der Anlagengröße durchgeführt. Wie sich zeigte, ist Biogas aus NAWARO teurer als Biogas aus Koferment. Deponie- und Klärgas steht hingegen praktisch kostenlos zur Verfügung.

- 6) *Wie hoch sind die Anschlusskosten abhängig von Entfernung und Leitungsdruck? Wo und wie sollte in das Leitungsnetz eingespeist werden? Welche Kosten sind vom Netzbetreiber, welche vom Einspeiser zu tragen?*  
Es wurden die Anschlusskosten in Abhängigkeit von Leitungslänge und Verdichterkosten (Betriebsdruck) ermittelt. Es wurden Empfehlungen zur Gestaltung der Kostenverteilung gemacht.



# Anhang

## Inhaltsverzeichnis der vollständigen Fassung

<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
1.1 VERFAHRENSSCHRITTE ZUR BIOGAS-NETZEINSPEISUNG .....	2
1.2 AKTUELLE PROJEKTE IM BEREICH BIOGAS-NETZEINSPEISUNG .....	4
1.3 PROJEKTDURCHFÜHRUNG .....	8
<b>2. QUALITÄTSANFORDERUNGEN .....</b>	<b>13</b>
2.1 METHODIK UND DATEN.....	13
2.2 QUALITÄTSANFORDERUNGEN FÜR DIE BIOGAS-NETZEINSPEISUNG IN ÖSTERREICH .....	16
2.2.1 ÖVGW-Richtlinie G31.....	16
2.3 INTERNATIONALER VERGLEICH .....	23
2.3.1 Qualitätsanforderungen in Deutschland .....	23
2.3.2 Qualitätsanforderungen in Schweden .....	24
2.3.3 Qualitätsanforderungen in Dänemark .....	25
2.3.4 Qualitätsanforderungen in der Schweiz.....	26
2.4 VERGLEICH VON ROHBIOGAS MIT DEN QUALITÄTSANFORDERUNGEN BEI NETZEINSPEISUNG	29
2.5 PRIMÄRENERGIE- UND BIOGASPOTENZIAL IN ÖSTERREICH.....	36
2.5.1 Primärenergiepotenziale .....	36
2.5.2 Plausibilitätskontrolle der Primärenergiepotenziale und Ermittlung des	
Biogaspotenzials in Österreich .....	37
2.6 BETRIEBSDRUCK DES ÖSTERREICHISCHEN GASNETZES .....	45
2.7 MODIFIKATION DER QUALITÄTSANFORDERUNGEN ZUR EINSPEISUNG VON BIOGAS .....	52
2.7.1 Aktuelle Erdgasqualitäten .....	52
2.7.2 Szenarien zur Einspeisung von Biogas.....	56
2.7.3 Technische Konsequenzen einer Änderung der brenntechnischen Kenndaten einer	
neuen Qualitätsrichtlinie .....	64
2.7.4 Änderung der Grenzwerte der Gasbegleitstoffe .....	66
2.8 VORSCHLAG FÜR NEUE QUALITÄTSRICHTLINIEN FÜR MISCHGAS .....	69
2.9 RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	73
<b>3. GESTEHUNGSKOSTEN.....</b>	<b>77</b>
3.1 ROHBIOGAS AUS GÜLLE, NAWARO UND BIOGENEN RESTSTOFFEN.....	78
3.1.1 Funktionsprinzip einer Biogasanlage.....	78
3.1.2 Kostenfaktoren der Rohbiogaserzeugung.....	81
3.1.3 Rohstoffkosten .....	83
3.1.4 Vergärungskosten.....	88
3.1.5 Gaserträge.....	94
3.1.6 Zusammensetzung von Rohbiogas.....	98
3.1.7 Optimierung der Rohbiogasqualität.....	101
3.1.8 Investitionskosten .....	102
3.1.9 Betriebskosten .....	105
3.1.10 Gesteungskosten für Rohbiogas .....	106
3.2 KLÄRGAS .....	109

3.2.1	Zusammensetzung von Klärgas .....	112
3.2.2	Gestehungskosten von Klärgas.....	113
3.3	DEPONIEGAS .....	115
3.3.1	Deponiegasentstehung.....	115
3.3.2	Zusammensetzung von Deponiegas.....	118
3.3.3	Prognosemodelle zur Entstehung von Deponiegas .....	119
3.3.4	Möglichkeiten zur Verwertung/Entsorgung von Deponiegas.....	122
3.3.5	Gestehungskosten für Deponiegas .....	123
3.3.6	Deponiegas-Netzeinspeisung.....	126
3.4	SYNTHESEGAS AUS DER HOLZVERGASUNG (PYROLYSE).....	127
3.4.1	Allgemeines .....	127
3.4.2	Technologiebeschreibung an der Anlage Güssing .....	128
3.4.3	Gaszusammensetzung .....	128
3.4.4	Gestehungskosten .....	130
3.5	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	131
<b>4.</b>	<b>AUFBEREITUNGSKOSTEN .....</b>	<b>137</b>
4.1	AUFBEREITUNGSVERFAHREN FÜR BIOGAS .....	138
4.1.1	Berechnung der spezifischen Investitionskosten und Betriebskosten .....	142
4.2	ENTSCHWEFELUNG .....	145
4.2.1	Biologische Entschwefelung.....	146
4.2.2	Chemische / Physikalische Entschwefelung .....	155
4.2.3	Zusammenfassung zur Entschwefelung .....	161
4.3	ENTFEUCHTUNG .....	164
4.3.1	Kondensation.....	164
4.3.2	Membrantechnologie.....	168
4.3.3	Tiefkühltechnik .....	169
4.3.4	Entfeuchtung mit Triethylenglykol .....	171
4.3.5	Entfeuchtung mit Kalziumchlorid.....	173
4.3.6	Zusammenfassung zur Trocknung .....	174
4.4	ENTFERNUNG VON SILOXANEN .....	175
4.5	SONSTIGE GASBEGLEITSTOFFE .....	177
4.6	METHANANREICHERUNG.....	178
4.6.1	Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb .....	179
4.6.2	Gaswäsche.....	185
4.6.3	Niederdruck-Membranabsorbtion.....	193
4.6.4	Gaspermeation mittels Membranen .....	196
4.6.5	Kryogene Gastrennung.....	201
4.6.6	Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung .....	203
4.7	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	207
<b>5.</b>	<b>ANSCHLUSSKOSTEN .....</b>	<b>211</b>
5.1	BEGRIFFSDEFINITIONEN .....	212
5.1.1	Begriffsdefinitionen zum Thema „Anschluss“ .....	212
5.1.2	Begriffsdefinition zum Thema „Netzebenen“ .....	214
5.2	ANSCHLUSSLEITUNG .....	215
5.2.1	Technische Mindestanforderungen für Anschlussleitungen.....	215

5.2.2	<i>Durchflussmengen in Abhängigkeit von Einspeisedruck und Leitungslänge</i> .....	218
5.2.3	<i>Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 2</i> .....	219
5.2.4	<i>Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 3</i> .....	222
5.2.5	<i>Vergleich der Leitungskosten für Netzebene 2 und 3</i> .....	227
5.3	VERDICHUNG UND DRUCKREGELUNG.....	230
5.4	FILTER .....	234
5.5	MESSUNG.....	235
5.6	ODORIERUNG.....	237
5.7	SICHERHEITSEINRICHTUNG .....	238
5.8	DURCHMISCHUNG IM GASNETZ AUFGRUND TURBULENTER STRÖMUNG.....	239
5.9	ANSCHLUSSKOSTEN FÜR NETZEBENE 2 UND NETZEBENE 3 .....	240
5.10	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	244
<b>6.</b>	<b>GESAMTKOSTEN</b> .....	<b>247</b>
6.1	VERGLEICH DER GESTEHUNGSKOSTEN .....	248
6.2	VERGLEICH DER AUFBEREITUNGSKOSTEN.....	249
6.2.1	<i>Verfahrenskombinationen bei der Reinigung</i> .....	251
6.2.2	<i>Typische Reinigungskosten</i> .....	261
6.3	VERGLEICH DER ANSCHLUSSKOSTEN .....	263
6.4	VERGLEICH DER GESAMTKOSTEN .....	265
6.4.1	<i>Gesamtkosten mit Rohbiogas aus NAWARO</i> .....	266
6.4.2	<i>Gesamtkosten mit Rohbiogas aus KOFERMENTEN</i> .....	267
6.4.3	<i>Gesamtkosten mit Rohbiogas aus Deponie- oder Klägas</i> .....	269
6.4.4	<i>Vergleich der Gesamtkosten mit den Energiepreisen von Erdgas</i> .....	270
6.5	SENSITIVITÄTSANALYSE.....	273
6.6	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	279
<b>7.</b>	<b>ERLÖSMÖGLICHKEITEN</b> .....	<b>283</b>
7.1	KOSTENGERECHTE SYSTEMNUTZUNGSTARIFE .....	285
7.2	BIOGAS ALS BRENNSTOFF .....	289
7.2.1	<i>Veräußerung an Gasversorgungsunternehmen</i> .....	289
7.2.2	<i>Direktverkauf an Kleinverbraucher</i> .....	292
7.2.3	<i>Direktverkauf an industrielle Erdgasverbraucher</i> .....	303
7.2.4	<i>Verwertung als Ausgleichsenergie für den Gasmarkt</i> .....	310
7.2.5	<i>Verwertung als Regelenergie für Verteilernetzbetreiber</i> .....	316
7.2.6	<i>Direktversorgung von Kunden durch ein lokales Biogasnetz</i> .....	317
7.3	BIOGAS ALS TREIBSTOFF.....	321
7.4	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	326
<b>8.</b>	<b>FÖRDERBEDARF</b> .....	<b>331</b>
8.1	FÖRDERMÖGLICHKEITEN.....	331
8.2	ABSCHÄTZUNG DES FÖRDERBEDARFS .....	335
8.2.1	<i>Einspeisung ins Gasnetz</i> .....	335
8.2.2	<i>Besondere Erlösmöglichkeiten</i> .....	343
8.3	FÖRDERAUFWAND DER ÖFFENTLICHEN HAND.....	345
8.3.1	<i>Szenario 1: niedriges Potenzial, große Anlagen</i> .....	345
8.3.2	<i>Szenario 2: hohes Potenzial, kleinere Anlagen</i> .....	346

8.3.3	<i>Förderbedarf im Rahmen eines Ökogasgesetzes</i> .....	347
8.4	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	349
<b>9.</b>	<b>RECHTLICHE SITUATION .....</b>	<b>351</b>
9.1	RECHTSGRUNDLAGEN FÜR DIE EINSPEISUNG VON BIOGAS .....	352
9.1.1	<i>Rechtliche Grundlagen für die Biogaseinspeisung auf Basis EU-weiter Richtlinien</i> ..	352
9.1.2	<i>Rechtliche Grundlagen in Österreich</i> .....	354
9.2	VERGLEICH DER ÖSTERREICHISCHEN RECHTSGRUNDLAGEN MIT JENEN ANDERER LÄNDER 358	
9.2.1	<i>Vergleich mit der Schweiz</i> .....	358
9.2.2	<i>Vergleich mit Deutschland</i> .....	360
9.2.3	<i>Vergleich mit Schweden</i> .....	362
9.2.4	<i>Vergleich mit Dänemark</i> .....	363
9.3	RECHTLICHE GRUNDLAGEN FÜR DIE ERRICHTUNG EINES LOKALEN BIOGASNETZES.....	365
9.3.1	<i>Anlagenrecht des Gaswirtschaftsgesetzes</i> .....	365
9.3.2	<i>Anlagenrecht des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002</i> .....	366
9.3.3	<i>Genehmigung nach dem Rohrleitungsgesetz</i> .....	367
9.3.4	<i>Genehmigung nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung</i> .....	368
9.3.5	<i>Verfahrenskonzentration nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000</i> .....	369
9.3.6	<i>Persönliche Voraussetzungen des Betreibers eines Biogasnetzes</i> .....	370
9.3.7	<i>Haftungen des Betreibers eines Biogasnetzes</i> .....	371
9.3.8	<i>Voraussetzungen für den Betrieb eines Biogasnetzes</i> .....	372
9.3.9	<i>Trennung eines Teils des Erdgasnetzes und Umstellung desselben auf ein Biogasnetz</i> 372	
9.4	EMPFEHLUNGEN FÜR DIE NOVELLIERUNG DER RECHTLICHEN GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH 374	
9.4.1	<i>Änderung der Qualitätsanforderungen</i> .....	374
9.4.2	<i>Anschluss der Biogasanlage an das öffentliche Gasnetz</i> .....	376
9.4.3	<i>Transport von Biogas</i> .....	378
9.4.4	<i>Steuerbefreiung von Biogas</i> .....	379
9.4.5	<i>Förderungen für Biogas</i> .....	380
9.4.6	<i>Änderung des Anhangs Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den AB-BKO</i> 382	
9.5	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	383
<b>10.</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG, SCHLUSSFOLGERUNGEN, EMPFEHLUNGEN .....</b>	<b>387</b>
10.1	SCHLUßFOLGERUNGEN .....	387
10.2	AUSBLICK, EMPFEHLUNGEN.....	389
10.3	ZIELERREICHUNG .....	390
<b>11.</b>	<b>VERZEICHNISSE .....</b>	<b>393</b>
11.1	LITERATUR- UND LINKVERZEICHNIS.....	393
11.2	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	408
11.3	TABELLENVERZEICHNIS .....	415
<b>12.</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>419</b>
12.1	ANHANG 1: EXTERNE EFFEKTE VON BIOGAS.....	419
12.1.1	<i>Düngewert</i> .....	420

12.1.2	<i>Klimaschutz</i> .....	421
12.1.3	<i>Bodenschutz</i> .....	422
12.1.4	<i>Wasserschutz</i> .....	423
12.2	ANHANG 2: ANLAGENBEISPIELE .....	424
12.2.1	<i>Einstufiges mesophiles Verfahren</i> .....	425
12.2.2	<i>Zweistufiges mesophiles Verfahren mit liegendem Betonfermenter</i> .....	426
12.2.3	<i>Zweistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit liegendem Stahlfermenter</i> .....	427
12.2.4	<i>Mesophiles Verfahren mit zwei in Reihe geschalteten Fermentern</i> .....	429
12.2.5	<i>Zweistufiges mesophiles Verfahren mit paralleler Fetteinspeisung</i> .....	430
12.2.6	<i>Dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit chemischer Entschwefelung</i> ....	431
12.2.7	<i>Zweistufiges mesophiles Verfahren mit integrierter Hygienisierung</i> .....	432
12.2.8	<i>Dreistufiges thermophiles Verfahren mit möglicher Hygienisierung</i> .....	433
12.2.9	<i>Einstufiges mesophiles Verfahren mit externer biologischer Entschwefelung</i> .....	435
12.2.10	<i>Einstufiges mesophiles Verfahren mit drei Fermentern in Parallelschaltung</i> .....	436
12.2.11	<i>Einstufiges mesophiles Verfahren mit Rechteck-Fermenter</i> .....	437
12.2.12	<i>Dreistufiges mesophiles Verfahren mit zwei liegenden Fermentern</i> .....	438
12.3	ANHANG 3: VERLEGEANLEITUNG FÜR KUNSTSTOFFROHRE DER FA. PIPELIFE .....	439
12.3.1	<i>Allgemeines</i> .....	439
12.3.2	<i>Transport und Lagerung</i> .....	439
12.3.3	<i>Rohrgraben</i> .....	440
12.3.4	<i>Verlegung</i> .....	442
12.3.5	<i>Rohrverbindungen</i> .....	442
12.3.6	<i>Hausanschlüsse</i> .....	443
12.3.7	<i>Prüfung auf Dichtheit</i> .....	445
12.3.8	<i>Verfüllen des Rohrgrabens</i> .....	448
12.4	ANHANG 4: RAHMENVEREINBARUNG ZWISCHEN BIOMASSE SCHWEIZ UND GASMOBIL AG	
	450	



[www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)