



## Biogas-Netzeinspeisung

Rechtliche, wirtschaftliche und technische  
Voraussetzungen in Österreich

D. Hornbachner, G. Hutter, D. Moor

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

19/2005

## **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](mailto:versand@projektfabrik.at)

# Biogas-Netzeinspeisung

Rechtliche, wirtschaftliche und technische  
Voraussetzungen in Österreich

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

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

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen. 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>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 Gestehungskosten für Rohbiogas .....	106
3.2 KLÄRGAS .....	109

3.2.1	<i>Zusammensetzung von Klärgas</i> .....	112
3.2.2	<i>Gestehungskosten von Klärgas</i> .....	113
3.3	DEPONIEGAS .....	115
3.3.1	<i>Deponiegasentstehung</i> .....	115
3.3.2	<i>Zusammensetzung von Deponiegas</i> .....	118
3.3.3	<i>Prognosemodelle zur Entstehung von Deponiegas</i> .....	119
3.3.4	<i>Möglichkeiten zur Verwertung/Entsorgung von Deponiegas</i> .....	122
3.3.5	<i>Gestehungskosten für Deponiegas</i> .....	123
3.3.6	<i>Deponiegas-Netzeinspeisung</i> .....	126
3.4	SYNTHESEGAS AUS DER HOLZVERGASUNG (PYROLYSE) .....	127
3.4.1	<i>Allgemeines</i> .....	127
3.4.2	<i>Technologiebeschreibung an der Anlage Güssing</i> .....	128
3.4.3	<i>Gaszusammensetzung</i> .....	128
3.4.4	<i>Gestehungskosten</i> .....	130
3.5	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	131
<b>4.</b>	<b>AUFBEREITUNGSKOSTEN</b> .....	<b>137</b>
4.1	AUFBEREITUNGSVERFAHREN FÜR BIOGAS .....	138
4.1.1	<i>Berechnung der spezifischen Investitionskosten und Betriebskosten</i> .....	142
4.2	ENTSCHWEFELUNG .....	145
4.2.1	<i>Biologische Entschwefelung</i> .....	146
4.2.2	<i>Chemische / Physikalische Entschwefelung</i> .....	155
4.2.3	<i>Zusammenfassung zur Entschwefelung</i> .....	161
4.3	ENTFEUCHTUNG .....	164
4.3.1	<i>Kondensation</i> .....	164
4.3.2	<i>Membrantechnologie</i> .....	168
4.3.3	<i>Tiefkühltechnik</i> .....	169
4.3.4	<i>Entfeuchtung mit Triethylenglykol</i> .....	171
4.3.5	<i>Entfeuchtung mit Kalziumchlorid</i> .....	173
4.3.6	<i>Zusammenfassung zur Trocknung</i> .....	174
4.4	ENTFERNUNG VON SILOXANEN .....	175
4.5	SONSTIGE GASBEGLEITSTOFFE .....	177
4.6	METHANANREICHERUNG .....	178
4.6.1	<i>Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb</i> .....	179
4.6.2	<i>Gaswäsche</i> .....	185
4.6.3	<i>Niederdruck-Membranabsorbtion</i> .....	193
4.6.4	<i>Gaspermeation mittels Membranen</i> .....	196
4.6.5	<i>Kryogene Gastrennung</i> .....	201
4.6.6	<i>Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung</i> .....	203
4.7	RESÜMEE, ZUSAMMENFASSUNG .....	207
<b>5.</b>	<b>ANSCHLUSSKOSTEN</b> .....	<b>211</b>
5.1	BEGRIFFSDEFINITIONEN .....	212
5.1.1	<i>Begriffsdefinitionen zum Thema „Anschluss“</i> .....	212
5.1.2	<i>Begriffsdefinition zum Thema „Netzebenen“</i> .....	214
5.2	ANSCHLUSSLEITUNG .....	215
5.2.1	<i>Technische Mindestanforderungen für Anschlussleitungen</i> .....	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	VERDICHTUNG 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 Regelernergie 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	Klimaschutz .....	421
12.1.3	Bodenschutz.....	422
12.1.4	Wasserschutz.....	423
12.2	ANHANG 2: ANLAGENBEISPIELE .....	424
12.2.1	Einstufiges mesophiles Verfahren .....	425
12.2.2	Zweistufiges mesophiles Verfahren mit liegendem Betonfermenter.....	426
12.2.3	Zweistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit liegendem Stahlfermenter .....	427
12.2.4	Mesophiles Verfahren mit zwei in Reihe geschalteten Fermentern.....	429
12.2.5	Zweistufiges mesophiles Verfahren mit paralleler Fetteinspeisung.....	430
12.2.6	Dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit chemischer Entschwefelung ....	431
12.2.7	Zweistufiges mesophiles Verfahren mit integrierter Hygienisierung .....	432
12.2.8	Dreistufiges thermophiles Verfahren mit möglicher Hygienisierung.....	433
12.2.9	Einstufiges mesophiles Verfahren mit externer biologischer Entschwefelung .....	435
12.2.10	Einstufiges mesophiles Verfahren mit drei Fermentern in Parallelschaltung .....	436
12.2.11	Einstufiges mesophiles Verfahren mit Rechteck-Fermenter.....	437
12.2.12	Dreistufiges mesophiles Verfahren mit zwei liegenden Fermentern .....	438
12.3	ANHANG 3: VERLEGEANLEITUNG FÜR KUNSTSTOFFROHRE DER FA. PIPELIFE.....	439
12.3.1	Allgemeines .....	439
12.3.2	Transport und Lagerung .....	439
12.3.3	Rohrgraben.....	440
12.3.4	Verlegung .....	442
12.3.5	Rohrverbindungen.....	442
12.3.6	Hausanschlüsse .....	443
12.3.7	Prüfung auf Dichtheit.....	445
12.3.8	Verfüllen des Rohrgrabens .....	448
12.4	ANHANG 4: RAHMENVEREINBARUNG ZWISCHEN BIOMASSE SCHWEIZ UND GASMobil AG	
	450	

m

## Kurzfassungen

### I) Kurfassung

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 könnte 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) Kurzfassung, engl. Version:

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>-emissionens.

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 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 an calculated in a very disadvantages 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. A fair cost, distance-depending tariff system is thus a further substantial condition for an economically attractive fermentation gas feed-in.

### III) Kurzfassung

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 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.

Bei Nutzung des in Österreich vorhandenen Biogaspotenzials könnte der Erdgasverbrauch um 6,7 % gesenkt werden, was einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 1,18 Millionen Tonnen entspricht. Das sind immerhin 1,6 % der jährlichen österreichischen CO<sub>2</sub>-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 zusätzliche 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 weil 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.

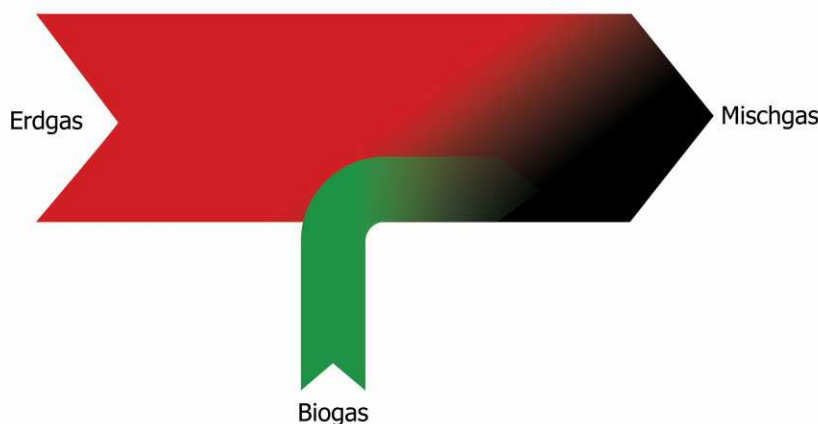
Die Bandbreite für die spezifischen Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung beträgt für eine Anlage mittlerer Größe (300 m<sup>3</sup>/h) somit etwa 3,1 bis 5,7 €cent/kWh. Das obere Kostenniveau entspricht einer Biogasanlage, die NAWARO als Substrat nutzt und in das Niederdruck-Gasnetz einspeist. Das 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 Methanreicherung 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 Volumensanteil 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 Methanreicherung auf Erdgasqualität gebracht werden.

Will man annähernd das gesamte verfügbare Biogaspotenzial mit niedrigen Aufbereitungskosten in das Gasnetz einspeisen, müsste der maximale Volumensanteil 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, dass 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. Eine 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.

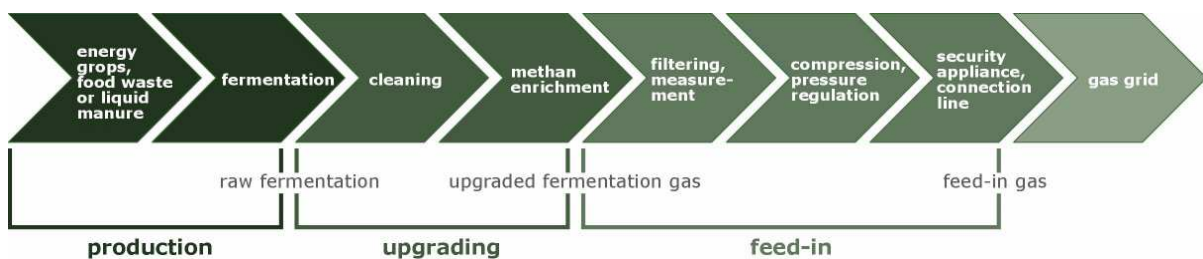
Before fermentation gas may be fed into the gas grid, it must fulfil certain quality requirements, in order to ensure a safe operation of the gas grid and the equipments at the gas consumers. Therefore, the fermentation gas must possess a certain chemical composition, before it can be fed into the net. 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 economical 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.

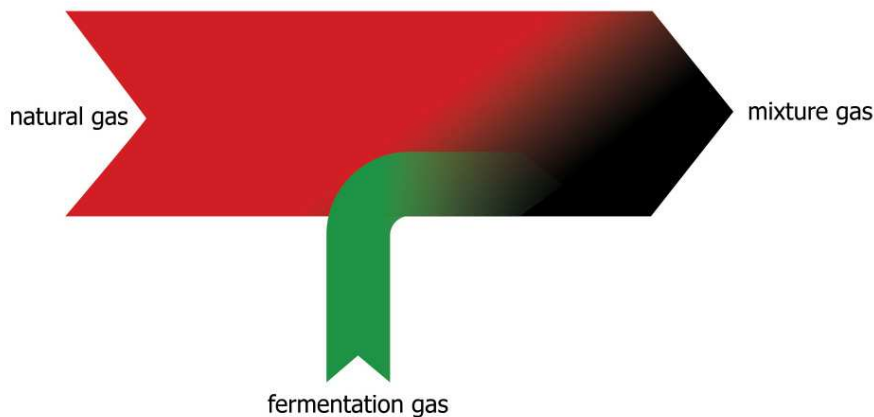
For cleaning and upgrading of the fermentation gas numerous procedures and technologies were examined: Despite large technological concepts the costs of all procedures are very similar. Cleaning of fermentation gas mainly means to lower the sulphur and water concentrations to a non-harmful concentration 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 an calculated in a very disadvantages 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-depending 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 hight 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.

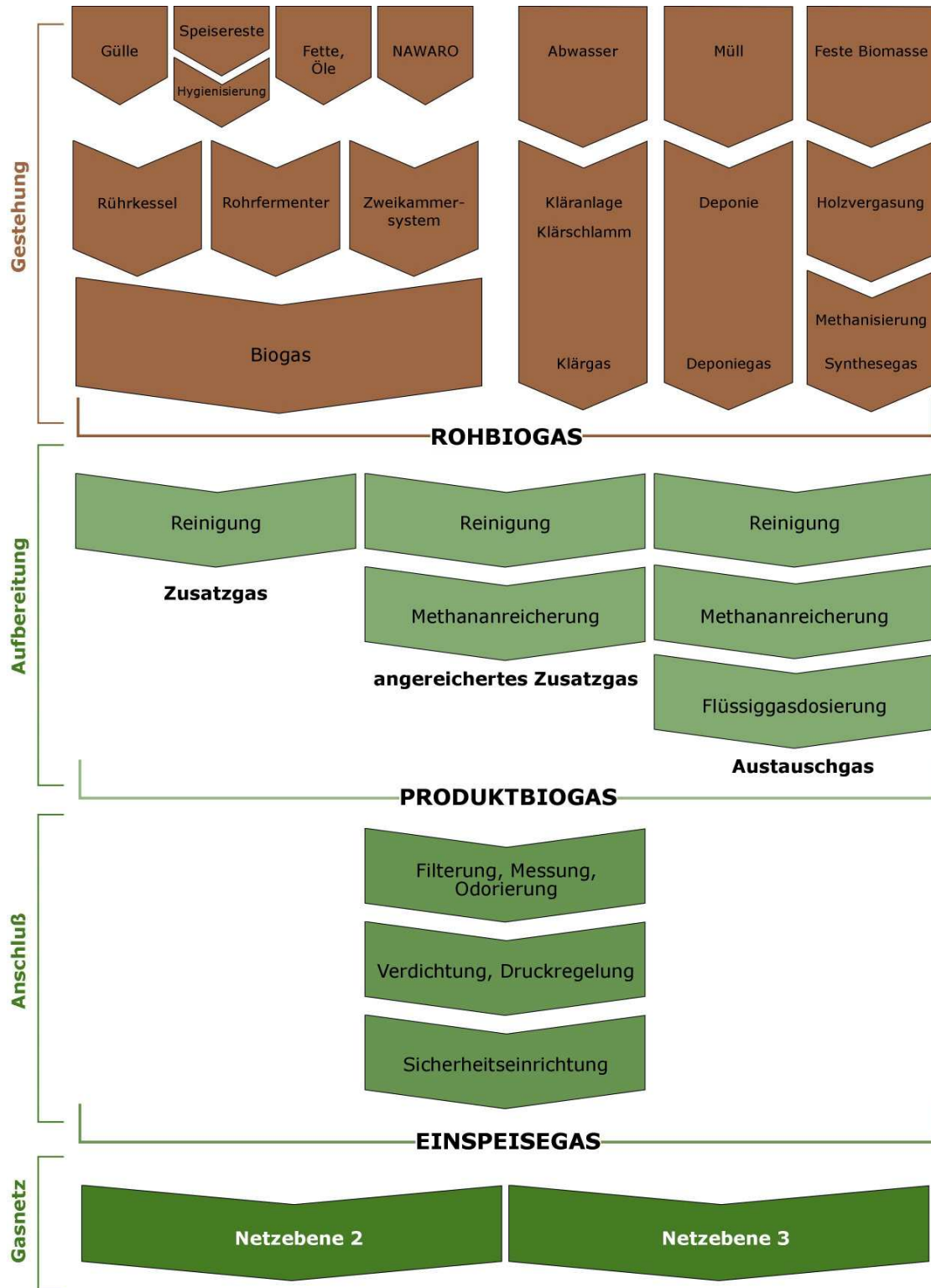


Abbildung 2: Verfahrensschritte bei der Biogas-Netzeinspeisung in Abhängigkeit von der erforderlichen Produktgasqualität

## 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 Methananreicherungsverfahren 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 oö 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>el</sub> 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 [Kraus 2005].

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 (vrnl.) Geschäftsführer der erdgas OÖ Klaus Dorninger, Wirtschaftslandesrat Viktor Sigl, Energielandesrat Rudi Anschöber, Biogasanlagenbetreiber Fam. Linsbod, Agrarlandesrat Josef Stockinger, ÖO LWK Präsident Hannes Herndl [erdgas öö 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 [Kettl 2004].

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

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

aufbereitetem Biogas vermischt wird und als „abgemischtes Zusatzgas“ wieder eingespeist wird. D.h. es soll bei diesem Projekt im Gegensatz zum Projekt der Erdgas-Ö (wo Austauschgas produziert wird) die Möglichkeit des Mischungseffektes 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.

---

<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.

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 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 [Gikopolous 2005/1].

## 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. Der Innovationsgehalt der vorliegenden 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.

Das 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.

#### Projekttablauf:

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 Harlad 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 Studierenerstellung 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

### 2.1 Methodik und Daten

Biogas soll in das Gasnetz eingespeist werden. Biogas kann jedoch nicht mit jener chemischen Zusammensetzung ins Gasnetz eingespeist werden, die durch den Gärprozess im Fermenter, in der Kläranlage oder der Deponie entsteht. Dieses sogenannte „Rohbiogas“ ist mit Gasbegleitstoffen verunreinigt, die in den nachgelagerten Anlagenteilen, also im Gasnetz und beim Endverbraucher, zu Schäden, etwa durch Korrosion, führen würden. Auch der Brennwert dieses Rohbiogases kann aufgrund eines geringen Methananteils unter Umständen zu gering sein. Mit anderen Worten: es bestehen bestimmte Qualitätsanforderungen an die chemische Zusammensetzung (Methananteil, Schwefelkonzentration, Feuchtigkeit) des Biogases, die zu erfüllen sind, ehe es in das Gasnetz eingespeist werden kann.

In diesem Kapitel soll nun geklärt werden, 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 werden wird, können diese Qualitätsanforderungen durchaus unterschiedlich sein, je nach Ort und Umfang der Einspeisung.

Von zentraler Bedeutung ist dabei die Frage, ob Biogas als sogenanntes „Zusatzgas“ oder als „Austauschgas“ ins Netz eingespeist wird. Von Zusatzgas spricht man, wenn Biogas mit niedrigerem, meist natürlichem Methangehalt (typisch 60 %) in das Netz eingespeist wird, somit dem Erdgas in geringen Mengen (typ. 5 – 25 %) „zugemischt“ wird und sich eine Gasmischung mit Mischqualität ergibt, 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. In Abbildung 4 ist dies schematisch dargestellt. 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.

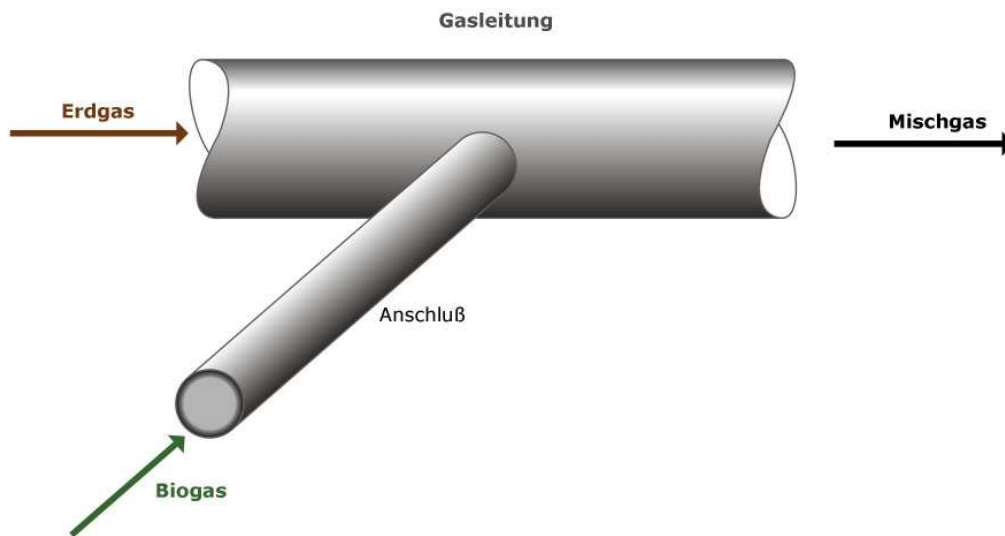


Abbildung 4: Mischung von Erdgas und Biogas im Gasnetz

Wird Biogas als sogenanntes „Austauschgas“ eingespeist muss das eingespeiste Biogas deutlich höhere Qualitätsanforderungen erfüllen, nämlich in der Regel jene des auszutauschenden Erdgases. Es werden aber nachfolgend Mischvarianten diskutiert, in denen Biogas mit einem angereicherten Methangehalt eingespeist wird, der höher als der von natürlichem Biogas ist, aber niedriger als der von Erdgas. Man spricht dann von „angereichertem Zusatzgas“.

Ziel dieses Kapitels ist es, diese minimalen, aber technisch sicheren Qualitätsanforderungen an das eingespeiste Biogas (sei es als Zusatz- oder Austauschgas) und das abgegebene Mischgas auszuloten, 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 sollen abschließend zu einem Vorschlag zur Novellierung der aktuellen rechtlichen Situation in Form einer neuen Qualitätsrichtlinie zusammengefasst werden, die es gestattet, 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.

Im ersten Teil dieses Kapitels wird ein Überblick über die aktuellen Qualitätsanforderungen für die Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz gegeben. Dazu wird die aktuelle rechtliche Situation analysiert. Es wird die derzeit noch relevante ÖVGW-Richtlinie G31 diskutiert, die ursprünglich für die Qualitätssicherung bei Erdgas geschaffen wurde, aber nach derzeitiger Rechtslage auch für Biogas gilt. Es folgt ein Vergleich mit den Qualitätsanforderungen anderer ausgewählter europäischer Länder, in denen einschlägige Regelungen für Biogas bestehen. Es zeigt sich, dass zum Teil erhebliche Unterschiede zur österreichischen Rechtslage bestehen.

In welchem Ausmaß die Qualitätsanforderungen zu modifizieren sind, hängt neben technischen Erwägungen auch von der zu „bewältigenden“ Biogasmenge ab. Um den Umfang einer möglichen künftigen Biogas-Netzeinspeisung aufzuzeigen, wird in einem weiteren Teil dieses Kapitels eine Abschätzung des zur Verfügung stehenden Primärenergiepotenzials durchgeführt. Der dabei ermittelte Richtwert dient als Grundlage für die anschließenden Szenarien zur Modifikation der aktuellen Qualitäts- bzw. Einspeisekriterien für Biogas.

Es folgt eine Beschreibung des österreichischen Gasnetzes. Damit kann geklärt werden, welche Qualitätsanforderungen an das Biogas im Hinblick auf das notwendige Druckniveau des einzuspeisenden Gases bestehen.

Der Fokus dieses Kapitels liegt unter Kenntnis der technischen, geographischen und quantitativen Rahmenbedingungen in der Erarbeitung von neuen Qualitätsanforderungen, um bestmögliche Voraussetzungen für die Nutzung des in Österreich vorhandenen Biogaspotenzials mittels Einspeisung in das Gasnetz zu schaffen. Das Kapitel schließt daher mit einem Vorschlag für eine neue Qualitätsrichtlinie für die Biogas-Netzeinspeisung bzw. die Gasabgabe an den Verbraucher, die die aktuelle ÖVGW-Richtlinie G31 teilweise ersetzen sollte.

Als Grundlage für die Bearbeitung dieses Kapitels diente neben den einschlägigen Kenntnissen der Autoren eine umfangreiche Recherche der aktuellen rechtlichen Situation in den Nachbarländern und eine ausführliche Erhebung der in der in der Literatur bislang dokumentierten Biogaspotenziale. Zusätzlich wurde eine ergänzende Kurzstudie zur Abschätzung der Deponiegaspotenziale in Österreich in Auftrag gegeben, da dazu keine Literatur verfügbar war. Es wurden mehrere Szenarien zum quantitativen Umfang der Biogas-Netzeinspeisung erarbeitet.

## 2.2 Qualitätsanforderungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich

Um in Österreich Biogas in das Gasnetz einspeisen zu können, müssen bestimmte technische Kriterien erfüllt werden. Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz verpflichtet Verteilernetzunternehmen Erzeuger von biogenen Gasen an ihr Netz anzuschließen, wenn das einzuspeisende Biogas den in den „Allgemeinen Verteilernetzbedingungen“ definierten Qualitätsanforderungen entspricht [GWG 2002; ÖVGW 2001, § 24 Abs.1 Zi. 10]. Die in den „Allgemeinen Verteilernetzbedingungen“ vorgegebenen Qualitätsanforderungen werden im dortigen Kapitel 6 „Technisches Regelwerk“ der „Sonstigen Marktregeln“ geregelt. Die darin erwähnte Gasbeschaffenheit muss den Kriterien der ÖVGW-Richtlinie G31, Ausgabe Mai 2001 [ÖVGW 2001/ÖVGW 2001] vollständig entsprechen. Mit anderen Worten: wer in Österreich Biogas ins Netz einspeisen will, darf das, muss aber die Qualitätsanforderungen der (für Erdgas geschaffenen) ÖVGW-Richtlinie G31 erfüllen.

### 2.2.1 ÖVGW-Richtlinie G31

Die in der ÖVGW-Richtlinie G31 definierten Qualitätsanforderungen wurden ursprünglich für Erdgas geschaffen, um einen sicheren Transport innerhalb des österreichischen Gasnetzes zu gewährleisten, ohne dabei das Leitungssystem nachhaltig zu schädigen. Einige im Erdgas enthaltene Begleitstoffe wie Kohlenwasserstoffe, Wasser, Sauerstoff oder Kohlendioxid können in größerer Konzentration eine starke Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen hervorrufen, weiters kann durch diese Begleitstoffe verursachtes Kondensat Instrumente und Aggregate beschädigen sowie bei Frost zu einer Vereisung von Rohrleitungen führen [Schulz 2003, S. 8].

Ein weiterer Aspekt der ÖVGW G31 betrifft die Festschreibung bestimmter brenntechnischer Daten des Gases. Das hat nichts mit Sicherheitsüberlegungen zu tun, sondern soll einen bestimmten Energiegehalt des Gases beim Verbraucher sicherstellen. Diese brenntechnischen Daten bilden die Eigenschaften des importierten Gases ab.

Der Gesetzgeber hat bei der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes die Kriterien der G31 auch für die Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz herangezogen, um die Sicherheitsstandards weiterhin zu gewährleisten. Dabei wurden allerdings „übersehen“, dass die brenntechnischen Daten der G31 historisch bedingt auf Erdgas abgestimmt sind.

Von großer Bedeutung ist, dass sich die Qualitätsanforderungen der Richtlinie G31 ausschließlich auf den Einspeisepunkt des Gases ins Rohrnetz und nicht etwa auf die Gasqualität beim Verbraucher beziehen. Das bedeutet, dass auch das einzuspeisende Biogas am Einspeisepunkt diese Qualitätskriterien vollständig zu erfüllen hat, auch wenn sehr geringe Mengen eingespeist werden sollten.



In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 aufgeteilt nach brenntechnischen Daten und Gasbegleitstoffen dargestellt.

<b>Brenntechnische Daten</b>		
1.	Wobbe-Index	13,3 – 15,7 kWh/m <sup>3</sup>
2.	Brennwert	10,7 – 12,8 kWh/m <sup>3</sup>
3.	Relative Dichte	0,55 – 0,65

<b>Gasbegleitstoffe</b>		
4.	Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	maximal 0° beim Betriebsdruck
5.	Wasser: Kondensationspunkt	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
6.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	≤ 0,5 Vol. %
8.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	≤ 2 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 3: Qualitätskriterien der ÖVGW Richtlinie G 31 [ÖVGW 2001]

Die in Erdgas enthaltenen Gasbestandteile bzw. Gasbegleitstoffe sind überwiegend Kohlenwasserstoffe in gasförmigem Zustand. Weiters können Gasbegleitstoffe enthalten sein, die sowohl gasförmig als auch flüssig oder fest sind. Sie sind entweder bereits im geförderten Erdgas enthalten, stammen aus einem eventuell angewandten Aufbereitungsprozess, werden dem Gas als gezielt wirksame Substanzen beigemischt oder entstehen beim Transport des Gases.

Es sollen nun die einzelnen brenntechnischen Daten und Gasbegleitstoffe der ÖVGW-Richtlinie in kompakter Form analysiert werden, um die fachliche Basis für eine mögliche Modifikation der Richtlinie G31 bzw. für eine neue Qualitätsrichtlinie für die Biogas-Netzeinspeisung zu schaffen.

### 2.2.1.1 Diskussion der brenntechnischen Daten der ÖVGW-Richtlinie G31

#### Wobbe-Index:

Der Wobbe-Index muss gemäß ÖVGW G31 einen Wert zwischen 13,3 – 15,7 kWh/m<sup>3</sup> haben. Der Wobbe-Index ist ein Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung von Gasgeräten. Mit diesem Index soll beurteilt werden, ob ein Gas durch ein anderes Gas ohne bauliche Änderungen am Brenner ausgetauscht werden kann. Sein Zahlenwert ergibt sich aus der Division von Brennwert durch Wurzel aus relativer Dichte. Der Wobbe-Index ist eine wichtige Kennzahl im Bereich der sogenannten „Gasfamilien“. In der öffentlichen Gasversorgung werden Brenngase mit weitgehend übereinstimmenden Brenneigenschaften in Gasfamilien zusammengefasst. Soweit aus gerätetechnischen Gründen erforderlich, werden Gasfamilien zusätzlich in Gruppen eingeteilt. Die allgemeinen Gasfamilien werden in der nachfolgenden Tabelle 4 anhand der deutschen Erdgas-Richtlinie DVGW-G260/1 (4.83) [DVGW 2000] dargestellt.

Gasfamilie	Hauptbestandteil	Gruppe	
1	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	A:	Stadtgas
		B:	Kokeri-(Ferngas)
2	Methan (CH <sub>4</sub> )	L:	Erdgas L & Austauschgase
		H:	Erdgas H & Austauschgase
3	Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ), Butan (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) (Flüssiggase)	1.	Propan
		2.	Propan/Butan-Gemische
4	Kohlenwasserstoff/Luft-Gemische	1.	Flüssiggas/Luft
		2.	Erdgas/Luft

Tabelle 4: Gasfamilien anhand DVGW-G260/1 [DVGW 2000]

Für die verschiedenen Gasfamilien bzw. deren Gruppen werden Gesamtbereiche, Nennwerte und Schwankungsbreiten für den Wobbe-Index festgelegt, die sich in erster Linie am Brennverhalten des Gases in Gasgeräten regelgerechter Konstruktionen orientieren.

- Der Gesamtbereich einer Gasfamilie wird bestimmt durch den oberen und unteren Grenzwert. Eine Überschreitung des oberen Grenzwertes ist in keinem Fall, eine Unterschreitung des unteren Grenzwertes nur unter bestimmten Bedingungen zulässig.
- Der Nennwert ist je nach Gasfamilie ein charakteristischer Wobbe-Index. In der 2. Gasfamilie der methanreichen Gase wird der Nennwert für die Einstellung der Gasgeräte zu Grunde gelegt.
- Der Schwankungsbereich kennzeichnet jenen Bereich, innerhalb dessen der Wobbe-Index im Regelfall schwanken darf. Der Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet wird auf den Nennwert bezogen [DVGW 2000, S. 10,18].

Um einen Überblick über mögliche Kennzahlen für den Gesamtbereich, den Nennwert und den Schwankungsbereich für den Wobbe-Index zu geben, werden in der nachfolgenden Tabelle 5 die Zahlen der DVGW-G260 angeführt. Diese Daten sollen auch als Vergleichsbasis mit der österreichischen Richtlinie G31 bezüglich des Wobbe-Index dienen.

WOBBE-INDEX	Einheit	1. Gasfamilie		2. Gasfamilie		4. Gasfamilie	
		A	B	L	H	Flüssiggas/Luft	Erdgas/Luft
Gesamtbereich	kWh/m <sup>3</sup>	6,4 - 7,8	7,8 - 9,3	10,5 - 13,0	12,8 - 15,7	6,8 - 7,0	7,0
Nennwert	kWh/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.	12,4	15,0	k.A.	k.A.
Schwankungsbereich	kWh/m <sup>3</sup>	k.A.	k.A.	+0,6/-1,2	+0,7/-1,4	k.A.	+/-0,2

Tabelle 5: Gesamtbereich, Nennwert und Schwankungsbereich des Wobbe-Index lt. DVGB 260/1 [DVGW 2000]

Der Wobbe-Index kann in Deutschland innerhalb der Schwankungsbreite bezogen auf den Nennwert variieren. Dabei ist die Schwankungsbreite derart festgelegt, dass die obere Grenze des Gesamtbereichs unter keinen Umständen überschritten wird. In einem derartigen Fall müsste das Gasgerät respektive die Brenneinheit neu eingestellt werden, um die erhöhte Wärmebelastung entsprechend zu verarbeiten. Jedenfalls ist aber eine vorübergehende Überschreitung des Nennwertes des Wobbe-Index innerhalb der Schwankungsbreite möglich, ohne die Brenneinstellung zu modifizieren, eine kurzfristige Überbelastung bei normgerechten Geräten wird als unbedenklich eingestuft [Cerbe 2004]

Wie oben angeführt, ist eine begrenzte Unterschreitung des Wobbe-Index-Bereiches der 2. Gasfamilie in der Praxis in folgenden Fällen möglich.

- Für den Betrieb von geeigneten Gasgeräte für die Gruppe H kann der untere Grenzwert von 12,8 kWh/m<sup>3</sup> zeitlich begrenzt um 0,8 kWh/m<sup>3</sup> auf 12,0 kWh/m<sup>3</sup> unterschritten werden, wobei die Geräteeinstellung (Nennwert 15 kWh/m<sup>3</sup>) unverändert bleibt.
- Für den Betrieb von geeigneten Gasgeräte für die Gruppe L kann der untere Grenzwert von 10,5 kWh/m<sup>3</sup> zeitlich begrenzt um 0,5 kWh/m<sup>3</sup> auf 10,0 kWh/m<sup>3</sup> unterschritten werden, wobei die Geräteeinstellung (Nennwert 12,4 kWh/m<sup>3</sup>) unverändert bleibt [DVGW 2000, S. 18].

Im Vergleich zu Deutschland wird in Österreich lediglich eine Bandbreite des Wobbe-Index entsprechend des Gesamtbereichs in der aktuellen G31 Richtlinie mit 13,3 bis 15,7 kWh/m<sup>3</sup> vorgegeben, die unter allen Umständen in der Regelzone Ost am österreichischen Gasmarkt einzuhalten ist [ÖVGW 2001, Technisches Regelwerk 2003, S.3]. Eine Definition des Nennwertes bzw. einer Schwankungsbreite für den Nennwert ist in der Richtlinie G31 nicht definiert, auch eine kurzfristige Unterschreitung der unteren Wobbe-Index Grenze von 13,3 kWh/m<sup>3</sup> ist nicht vorgesehen.

Für die nachfolgenden Betrachtungen modifizierter Anforderungen an die Gasqualität beim Verbraucher ist jedenfalls entscheidend, dass eine Änderung des Wobbe-Index grundsätzlich technisch möglich ist, bei umfangreicheren Veränderungen (Wechsel der „Gasfamilie“) dies jedoch eine Neueinstellung des Brenners im Gasgerät erfordert, wie sie im Zuge der regelmäßig durchzuführenden Wartungsarbeiten durchgeführt werden könnte.

#### Brennwert:

Aktuell wird in der Richtlinie G31 ein Brennwert in einer Bandbreite von 10,7 bis 12,8 kWh/m<sup>3</sup> vorgeschrieben [ÖVGW 2001].

Der Brennwert setzt sich aus der sogenannten *Verbrennungswärme* und der *Kondensationswärme* zusammen. Bei vollständiger Verbrennung von einem Normkubikmeter Gas erhält man die Verbrennungswärme. Die dabei entstehenden Verbrennungsprodukte wie Abgase bzw. Wasserdampf werden unter einem Druck von 1.013,25 bar auf die Ausgangstemperatur von 25 C° abgekühlt. Bei einer bestimmten Temperatur, der sogenannten Taupunkttemperatur, beginnt die Kondensation des Wasserdampfes, die dabei freiwerdende Wärmemenge nennt man Kondensationswärme. Diese Kondensationswärme wird der Verbrennungswärme hinzugezählt und die daraus resultierende Gesamtwärme wird als Brennwert bezeichnet [Tretter 2003, S.143].

Im Vergleich zum Brennwert stellt der Heizwert eines Gases lediglich die *Verbrennungswärme* wie oben beschrieben dar. Allerdings werden die Verbrennungsprodukte nicht auf die Ausgangstemperatur von 25 C° abgekühlt und das gebildete Verbrennungswasser bleibt dampfförmig. Die Kondensationswärme geht als sogenannter Abgasverlust verloren [Tretter 2003, S.143].

Es gibt keinen zwingenden technischen Grund, dass ein Gas einen bestimmten Brennwert aufweise muss. Auch niedrigere Brennwerte sind technisch möglich. Mit sinkendem Brennwert pro Kubikmeter Gas steigt aber ggf. die Gasmenge, um einen bestimmten Energiemenge zu transportieren. Dies kann in stark belasteten Gasleitungen zum Problem werden.

#### Relative Dichte:

Die relative Dichte ist das Verhältnis von der Dichte des trockenen Gases zur Dichte von trockenen Luft unter gleichen Zustandsbedingungen. Das Dichteverhältnis ist somit ein Indikator, um wie viel das Gas schwerer oder leichter ist als Luft. Weiters wird dadurch auch die Interdependenz von Methan und Kohlendioxid ausgedrückt [ÖVGW 2001].

### **2.2.1.2 Diskussion der Gasbegleitstoffe gemäß ÖVGW-Richtlinie G31**

Es werden nachfolgend die in der ÖVGW-Richtlinie G31 angeführten Gasbegleitstoffe erläutert. Eine Diskussion möglicher Veränderungen der Grenzwerte wird in späterer Folge in Kapitel 2.7.4 durchgeführt.

#### Kohlenwasserstoffe:

Gase können je nach Ursprung und Aufbereitungsverfahren bei Betriebsbedingungen kondensierbare, darunter auch aromatische Kohlenwasserstoffe enthalten. Bei der Entspannung des Gases unter dem Druck des Aufbereitungsverfahrens können sie unter bestimmten Betriebszuständen ausfallen (retrograde Kondensation). Die Kondensation von Kohlenwasserstoffen wird beeinflusst durch die Art und Menge der im Gas enthaltenen kondensierbaren Komponenten sowie durch den Druck und die jeweilige Temperatur. Kondensation bewirkt bei Kohlenwasserstoffen die Bildung von Ölen, die zu Verrußung und Verstopfungen in Gasbrennern führen können. Eine weitere Gefahr der Kondensation liegt in der Verpuffung innerhalb eines Brenners, bei der es im Brennraum zu einem Druckaufbau und im Anschluss zu einer explosionsartigen Druckausbreitung kommt [Cerbe 2004]. Die Begrenzung erfolgt im allgemeinen durch Festlegung des Kondensationspunktes, d.h. einer

Temperatur, oberhalb der bei Betriebsdruck keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen auftreten soll. Derzeit sieht die Richtlinie G31 für Kohlenwasserstoffe einen Kondensationspunkt von max. 0° Celsius bei Betriebsdruck vor [ÖVGW 2001].

#### Wasser:

Um nachhaltige Schäden im Gasnetz zu vermeiden, sollten einzuspeisende Gase auch möglichst trocken sein, um Korrosion und Gashydratbildung zu vermeiden. Die Kondensation von Wasser wird beeinflusst durch die Menge des im Gas enthaltenen Wassers sowie durch Druck und Temperatur. Die Begrenzung erfolgt im allgemeinen durch Festlegung des Kondensationspunktes (Taupunktes), d.h. einer Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Wasser auftreten soll. Laut Richtlinie G31 darf der Kondensationspunkt für Wasser bei maximal –8 °C bei einem Druck von 40 bar liegen [ÖVGW 2001].

#### Sauerstoff:

Sauerstoff wirkt in wasserdampfhaltigen Gasen korrodierend und greift damit das Gasnetz an. Aus diesem Grund wurde der Sauerstoffanteil von einzuspeisenden Gase in der G31 mit einem Maximalwert von  $\leq 0,5$  % MOL-Anteil definiert [ÖVGW 2001].

#### Kohlendioxid:

Kohlendioxid kann entweder durch den Gaserzeugungsprozess oder von Natur aus in Gasen vorhanden sein. Kohlendioxid begünstigt in feuchten Gasen die Korrosion. Aufgrund der Korrosionsgefahr und der damit verbundenen Gefahr der Beschädigung des Gasnetzes wurde der maximal zulässige Wert von Kohlendioxid bei einzuspeisenden Gasen bei  $< 2\%$  MOL-Anteilen in der ÖVGW Richtlinie definiert [ÖVGW 2001].

#### Stickstoff:

Die ÖVGW-Richtlinie G31 schreibt eine Obergrenze von 5% Mol-Anteilen an Stickstoff vor. Die geringfügige Beimengung von Stickstoff ist grundsätzlich möglich, setzt aber Brennwert des Gases herunter, da Stickstoff keinen verwertbaren Energieinhalt enthält [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

#### Wasserstoff:

In der Richtlinie G31 wird eine Obergrenze von  $\leq 4$  % Mol-Anteilen von Wasserstoff definiert. Dieser Grenzwert von 4% Mol-Anteilen entspricht der unteren Zündgrenze von Wasserstoff in der Luft. Es konnten keine nachvollziehbaren Erklärungen recherchiert werden, warum Wasserstoff in methanhaltigen Gasen auch bei 4 % limitiert wird, ebenso sind keine Grenzwerte in der DVGW-G260 Richtlinie in Deutschland enthalten, um daraus entsprechende Rückschlüsse für Österreich ziehen zu können [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

#### Schwefelverbindungen:

Unter den Terminus „Schwefelverbindungen“ fallen schwefelhaltige Gasbegleitstoffe wie Schwefelwasserstoff, Kohlenstoffoxidsulfid, sonstige organische Sulfide, Disulfide, Mercaptane und Thiophene. Der Gehalt an Schwefelverbindungen ist bei erzeugten Gasen vom eingesetzten Rohstoff und von der Gasreinigung abhängig, bei fossilen Gasen hängt der Gehalt von der jeweiligen Lagerstätte der Gase und dem Aufbereitungsverfahren ab. Der

Schwefelgehalt von Gasen (v.a. Gesamtschwefel und Mercaptanschwefel) kann die Lebensdauer von Leitungen und Verbrauchseinrichtungen beeinträchtigen und muss daher limitiert werden. Aus diesem Grund werden in der Richtlinie G31 für Gesamtschwefel Grenzwerte von 150mgS/m<sup>3</sup> bei Störfällen, 30 mgS/m<sup>3</sup> im Jahresschnitt und 10 mgS/m<sup>3</sup> auf Dauer definiert. Gesamtschwefel kann in entsprechender Konzentration vor allem bei Aufbereitungsanlagen und natürlich auch in den nachgelagerten Netzen zu Korrosionsschäden führen. Des weiteren wird aus den oben genannten Gründen ein Anteil von maximal 6 mgS/m<sup>3</sup> Mercaptanschwefel in einzuspeisendes Gas gemäss ÖVGW G31 gestattet [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

#### Halogenverbindungen:

Durch die Verbrennung von Halogenverbindungen können Säuren entstehen (HCL, HF, etc.), die in Verbindung mit Feuchtigkeit oder Wasserdampf zu Korrosion und damit zu Beschädigungen im Gasnetz führen können. Aus diesem Grund definiert die ÖVGW-Richtlinie bezüglich Halogenverbindung einen Anteil von 0 mg/m<sup>3</sup> für einzuspeisende Gase [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

#### Ammoniak:

In wasserdampfhaltigen Gasen wirkt Ammoniak korrodierend und muss daher bei einzuspeisenden Gases vermieden werden. Die Anforderung „technisch frei“ der Richtlinie G31 bedeutet, dass Ammoniak soweit entfernt wird, dass der dauerhafte Betrieb von Gasgeräten und gastechnischen Einrichtungen, normgerechter oder üblicher Konstruktion, gewährleistet wird. Im gegenteiligen Fall droht unter anderem eine Verpuffungsgefahr, wie unter „Kohlenwasserstoffe“ beschrieben [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

#### Fest- und Flüssigbestandteile:

Das Vorkommen von Nebel (Öl, Glykol oder anderen schwerflüchtigen Flüssigkeiten) im Gas ist von den angewandten Aufbereitungsverfahren abhängig. Auch Kompressoranlagen können u.U. Ölnebel (flüssige Kohlenwasserstoffe) im Gas verursachen (Gefahr der Verpuffung). Da Nebel und Staub bei Produktion und Aufbereitung anfallen können und korrosionsbedingte Staubbildung in den Rohrleitungen nicht völlig vermeidbar ist, müssen Maßnahmen zur nachträglichen Abscheidung oder Bindung im notwendigen Umfang vorgesehen werden. Werden bspw. in Niederdrucknetzen zur Beseitigung von Undichtheiten bei Muffenverbindungen und zur Bindung von Staub im Rohrleitungsnetz Flüssigkeiten in Form von Nebel dem Gas zugesetzt, so ist dieser Zusatz so zu begrenzen, dass die Brenneigenschaft des Gases und die Funktion der Gasgeräte nicht nachteilig beeinflusst werden.

Aus oben genannten Gründen muss daher die Beimengung von Fest- und Flüssigbestandteilen in Gasen vermieden werden, wie bei Ammoniak wird daher in der Richtlinie G 31 das Kriterium „technisch frei“ angeführt, um den dauerhaften Betrieb von Gasgeräten zu gewährleisten [ÖVGW 2001, Gikopoulos 2004/1].

## 2.3 Internationaler Vergleich

In dem nun folgenden Teil sollen die derzeit gültigen Qualitätsanforderungen aufgrund der ÖVGW Richtlinie G31 mit jenen in Deutschland, Schweden, Dänemark und der Schweiz verglichen werden. Obwohl jedenfalls für die EU-Länder die Bestimmungen der EU-Gasrichtlinie<sup>9</sup> (98/30/EG) [EG-RL 1998] gelten, sind die Regelungen für die Biogas-Netzeinspeisung, wie sich zeigt, zum Teil sehr unterschiedlich.

### 2.3.1 Qualitätsanforderungen in Deutschland

Biogasproduzenten ist auch in Deutschland grundsätzlich Zugang zum Gasnetz gestattet. Es wird allerdings eine Biogasqualität verlangt, wie sie in den DVGW-Regelwerken G260 und G262 empfohlen wird. Diese Qualitätskriterien sind in der nachfolgenden Tabelle 6 dargestellt.

1.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	< 0,5 Vol. %
2.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	< 5 mg/Nm <sup>3</sup>
3.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	keine Höchstwerte
4.	Stickstoff (N <sub>2</sub> )	keine Höchstwerte
5.	Gesamtschwefel	≤ 30mg/m <sup>3</sup>
6.	Methangehalt	k.A.
7.	Wasserdampf-Taupunkt	t <sub>s</sub> > Bodentemperatur
8.	Relative Dichte	k.A.
9.	Einspeisedruck	k.A.
10.	Wobbe-Index (kWh/m <sup>3</sup> )	k.A.
11.	Brennwert	8,4 –13,1 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 6: Qualitätskriterien Deutschland [DVGW 2000]

Diese Kriterien gelten (wie in Österreich) für die Qualität von Biogas am Einspeisepunkt. Im Vergleich zu den Qualitätskriterien der ÖVGW G31 ist anzumerken, dass die Bestimmungen in Deutschland zwar nicht optimal, aber trotzdem wesentlich „biogasfreundlicher“ sind. Für Kohlendioxid und Stickstoff gelten in der deutschen Richtlinie keine Höchstgrenzen. Der Wobbe-Index ist nicht definiert. Der Brennwert kann mit 8,4 kWh/m<sup>3</sup> deutlich niedriger sein als der untere Grenzwert (10,7 kWh/m<sup>3</sup>) gemäß ÖVGW G31.

<sup>9</sup> Siehe dazu auch Kapitel 9 „Rechtliche Situation“

### 2.3.2 Qualitätsanforderungen in Schweden

In Schweden spielt die Biogas-Einspeisung bislang eine eher untergeordnete Rolle. Allerdings wurde Biogas Ende der 90er Jahre als Treibstoff für Fahrzeuge eingeführt und im September 1999 wurden Grenzwerte vereinbart, die seither sowohl für die Verwendung von Biogas als Treibstoff als auch für die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz einzuhalten sind. Diese Qualitätskriterien beziehen sich auf die Qualität des Gases im öffentlichen Gasnetz und sind in nachfolgender Tabelle 7 zusammengestellt.

1.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	≤ 1 Vol. %
2.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	k.A.
3.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	≤ 3 Vol. %
4.	Stickstoff (N <sub>2</sub> )	k.A.
5.	Gesamtschwefel	< 23 mg S/m <sup>3</sup>
6.	Methangehalt	> 96 %
7.	Wasserdampf-Taupunkt	k.A.
8.	Relative Dichte	k.A.
9.	Einspeisedruck	k.A.
10.	Wobbe-Index (kWh/m <sup>3</sup> )	k.A.
11.	Brennwert (kWh/m <sup>3</sup> )	k.A.

Tabelle 7: Qualitätsanforderungen für Gas im schwedischen Gasnetz [Jönsson 2002 , S. 6]

Dabei können bei einer Einspeisung in das Gasnetz von Seiten der schwedischen Gasversorgungsunternehmen neben den oben genannten Anforderungen zusätzliche Vorgaben für den Brennwert des Biogases gemacht werden, um eine korrekte Messung des Gasverbrauches bei den Endkunden zu gewährleisten. Anders als in Österreich und Deutschland ist in Schweden jedoch für eine Eignung zur Einspeisung in Gasnetze die Qualität des Mischgases „im Netz“ und nicht am Einspeisepunkt ausschlaggebend. Dabei haben die bisherigen Erfahrungen in Schweden gezeigt, dass es im Prinzip keine Obergrenze für die Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz gibt [Schulz 2003, S.17f].

Ein Vergleich der oben angeführten Qualitätskriterien von Schweden mit jenen von Österreich zeigt, dass der Anteil von Sauerstoff sowie Kohlendioxid in Schweden um 50 % höher als in Österreich angelegt ist und dass der Anteil von Gesamtschwefel mit 23 mgS/m<sup>3</sup> in Schweden langfristig gesehen ebenfalls größer dimensioniert ist als in Österreich mit langfristig 10 mgS/m<sup>3</sup>. Ein wesentlicher Unterschied ist auch, dass die Qualität des Mischgases und nicht die des eingespeisten Gases definiert wird.



### 2.3.3 Qualitätsanforderungen in Dänemark

In Dänemark ist für die Einspeisung von Biogas in Gasnetze so wie in Schweden die Qualität des Mischgases im Gasnetz und nicht am Einspeisepunkt ausschlaggebend. Nachdem trotz intensiver Recherche keine klaren gesetzlichen Regelungen für die Qualität von Erdgas in Erfahrung gebracht werden konnten, sollen die nachfolgend in Tabelle 8 angeführten Qualitätskriterien, basierend auf entsprechenden Messungen, als Anhaltspunkte für die Qualität im dänischen Gasnetz dienen. Durch einen hohen Anteil von Propan und Ethan besitzt das Erdgas in Dänemark einen hohen Brennwert bei relativ geringem Methangehalt.

1.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	k.A.
2.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	k.A.
3.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	1,4 %
4.	Stickstoff (N <sub>2</sub> )	0,3 %
5.	Gesamtschwefel	k.A.
6.	Methangehalt (CH <sub>4</sub> )	87,2-91 %
7.	Wasserdampf-Taupunkt	< -5 °C
8.	Relative Dichte	0,625
9.	Einspeisedruck	k.A.
10.	Wobbe-Index	14,42 - 15,25 kWh/m <sup>3</sup>
11.	Brennwert	11,1 – 12,3 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 8: Qualität von dänischem Gas [Danish Gas Association 2001, S10; Jenson 2000, S. 3 Schulz 2003, S.19]

Um die bestehenden Qualitätsanforderungen in Dänemark einzuhalten, kann ein auf einen Methangehalt von z.B. 90 % angereichertes Biogas beispielsweise mit einem Anteil von 25 % in das öffentliche Netz eingespeist werden. Findet überhaupt keine Methananreicherung statt, so kann das Biogas (mit 65 % Methananteil) in der Regel mit bis zu einem Volumanteil von 8 % in das Gasnetz eingespeist werden. Wird Biogas in Erdgasqualität als Austauschgas eingespeist, besteht natürlich keine Obergrenze für die eingespeiste Menge ins öffentliche Gasnetz. Entspricht die Biogasqualität nicht vollständig jener von Erdgas, so wird das maximal einzuspeisende Biogas-Volumen durch den Wobbe-Index (14,42 – 15,25 kWh/m<sup>3</sup>) des resultierenden Mischgases bestimmt [Schulz 2003, S.19].

Im Vergleich mit den aktuellen Qualitätskriterien der Richtlinie G31 in Österreich zeigt sich, dass die brenntechnischen Daten von dänischem Gas in etwa auf dem gleichen Niveau wie in Österreich liegen, auffallend ist der relativ geringe Methananteil von ca. 87-91% im Vergleich zu 96-98% in Österreich. Dieser Unterschied ist durch die unterschiedlichen Produktionsgebiete beider Länder begründet, Dänemark bezieht sein Erdgas aus der Nordsee, Österreich aus Russland.

### 2.3.4 Qualitätsanforderungen in der Schweiz

In der Schweiz ist die Einspeisung von Biogas grundsätzlich als Austausch- wie auch als Zusatzgas möglich. Bevor auf die damit verbundenen Qualitätskriterien eingegangen wird, soll einleitend die Erdgasqualität in der Schweiz kurz erläutert werden. Für die Qualität von Erdgas gibt es lediglich ein Merkblatt des Schweizer Vereins des Gas- und Wasserfaches [Merkblatt G2004/2], das die Eigenschaften des verteilten Erdgases anhand von Messungen der Zollmessstation für trockenes Gas bei 0° und 1.013 mbar beschreibt. Dieses Merkblatt hat keinen verbindlichen Charakter, wie im Unterschied dazu die ÖVGW-Richtlinie G31 in Österreich, vertraglich von den Importeuren vereinbarte Werte können von diesen Kriterien abweichen. Dennoch gibt dieses Merkblatt einen guten Überblick über die in der Schweiz vorhandene Erdgasqualität, die einzelnen Werte werden in der nachfolgenden Tabelle 9 dargestellt.

1.	Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	k.A.
2.	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	k.A.
3.	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	k.A.
4.	Stickstoff (N <sub>2</sub> )	k.A.
5.	Gesamtschwefel (in odoriertem Gas)	8,1 - 11,1 mg/m <sup>3</sup>
6.	Methangehalt (CH <sub>4</sub> )	88,41 - 98,12 %
7.	Wasserdampf-Taupunkt	k.A.
8.	Relative Dichte	0,566 - 0,630
9.	Einspeisedruck	k.A.
10.	Wobbe-Index	14,47 - 14,79 kWh/m <sup>3</sup>
11.	Brennwert	11,10 - 11,61 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 9: Eigenschaften des in der Schweiz verteilten Erdgases [Merkblatt G2004/2]

Um die Einspeisung von nur teilweise aufbereitetem Biogas als Zusatzgas zu ermöglichen, wurden in der Schweiz unter Definition eines maximal einzuspeisenden Volumens von 5 % des aktuellen Erdgas-Volumenstroms die Anforderungen für die Aufbereitung entsprechend reduziert. Diese Möglichkeit der Biogaseinspeisung wurde aber in der Praxis bis dato noch nicht genutzt [Meyer 2004].

In der nachfolgenden Tabelle 10 werden die Kriterien für die Einspeisung von Biogas (definiert als Klärgas) als Zusatzgas bzw. als Austauschgas dargestellt.

	<b>Merkmal</b>	<b>Austauschgas</b>	<b>Zusatzgas</b>
1.	CH <sub>4</sub> -Gehalt	mind. 96 Vol.-%	natürl. CH <sub>4</sub> -Gehalt von Klärgas
2.	CO <sub>2</sub> -Gehalt	k.A.	natürl. CO <sub>2</sub> -Gehalt von Klärgas
3.	O <sub>2</sub> -Gehalt	weniger als 0,5 Vol.-%	weniger als 0,5 Vol.-%
4.	H <sub>2</sub> S-Gehalt	max. 5 mg/Nm <sup>3</sup>	max. 5 mg/Nm <sup>3</sup>
5.	Wasserdampf-Taupunkt	Sättigungstemperatur unter der durchschnittlichen Bodentemperatur des Gasversorgungsgebietes	Sättigungstemperatur unter der durchschnittlichen Bodentemperatur des Gasversorgungsgebietes
6.	relative Feuchtigkeit	max. 60%	max. 60%
7.	Zumischung	Uneingeschränkte Zumischung möglich	max. 5 Vol.-% Klärgas zum aktuellen Erdgas-Volumenstrom

Tabelle 10: Qualitätsanforderungen für Austausch- und Zusatzgas in der Schweiz [TISG 2000]

Die in beiden Fällen vorgeschriebene Odorierung des Gases kann entweder direkt nach der Gasaufbereitung geschehen oder das Gasversorgungsunternehmen gewährleistet zentral eine ausreichende Odorierung des gesamten Mischgases (eingespeistes Biogas und Erdgas).

Um die oben genannten Kriterien zu erreichen, werden folgende Verfahrensschritte vorgeschrieben:

- Filtration des Gases (zur Entfernung mitgerissener Partikel oder Tröpfchen)
- Entschwefelung
- Trocknung (durch Abkühlung des Gases auf 5 °C)
- Sauerstoff-Eliminierung (bei Bedarf)
- Methananreicherung/CO<sub>2</sub>-Reduktion (nur bei uneingeschränkter Zumischung als Austauschgas)

Für den Fall der uneingeschränkten Zumischung als Austauschgas ist die Biogasaufbereitung über eine quantitative Gasanalytik zu kontrollieren und graphisch zu visualisieren. Dabei sind die CH<sub>4</sub>- und CO<sub>2</sub>-Gehalte permanent und der H<sub>2</sub>S-Gehalt regelmäßig zu bestimmen [TISG 2000, S.3f].

Im Vergleich der Schweizer mit den österreichischen Qualitätsanforderungen zeigt sich grundsätzlich, dass in der Schweiz im Gegensatz zu Österreich bereits eigene Qualitätskriterien für die Einspeisung von Zusatzgas existieren. Im Ausmaß von 5% des Volumstroms kann Biogas mit natürlichem Methan- bzw. Kohlendioxidgehalt von ca. 60 % bzw. 40 % (CO<sub>2</sub>) eingespeist werden. Wird aufbereitetes Biogas als Austauschgas in das öffentliche Gasnetz eingespeist, müssen aufgrund des in der Schweiz verwendeten Erdgases erhöhte Qualitätskriterien eingehalten werden.

Weiters zeigt der Vergleich des eidgenössischen Merkblattes für die Qualitätseigenschaften von Erdgas mit der ÖVGW-Richtlinie, dass der Methangehalt von Erdgas in der Schweiz einer beträchtlichen Schwankung von 88-98% unterliegen kann, in Österreich hingegen wird

ein CH<sub>4</sub>-Anteil zwischen 96,2 und 98,6% in der Regelzone Ost gemessen. Der Grund dafür liegt in den unterschiedlich gelieferten Erdgasqualitäten aus den Niederlanden in die Schweiz und aus Russland nach Österreich. Der Brennwert von Erdgas in der Schweiz liegt mit 11,10-11,6 innerhalb der Schwankungsbreite des Brennwertes in Österreich, der Anteil von Gesamtschwefel mit 8-11 mg/m<sup>3</sup> bewegt sich in etwa auf dem langfristigen Niveau von 10 mg/m<sup>3</sup> in Österreich.

## 2.4 Vergleich von Rohbiogas mit den Qualitätsanforderungen bei Netzeinspeisung

Der Vergleich der Qualitätsanforderungen der einzelnen Länder zeigt zwei wesentliche Unterschiede zur aktuellen Situation in Österreich:

1. Für eine kosteneffiziente Biogaseinspeisung ist die Differenzierung zwischen Austauschgas und Zusatzgas mit unterschiedlichen Qualitätsansprüchen ein wesentliches Kriterium. In den skandinavischen Ländern wie auch in der Schweiz kann Biogas mit natürlichem Methangehalt als Zusatzgas unter Berücksichtigung von Vermischungseffekten mit einem Volumsanteil von bis zu 5 % ins Gasnetz eingespeist werden, ohne damit die technischen Qualitätsanforderungen der Gasnetze zu unterlaufen. Diese Möglichkeit soll die Basis für die Überlegungen in den nachfolgenden Kapiteln bilden.
2. In Schweden und in Dänemark müssen die Qualitätsanforderungen „im Netz“ und nicht am Einspeisepunkt erfüllt werden. Damit berücksichtigen diese Länder sinnvoller Weise die Vermischungseffekte innerhalb des Gasnetzes ohne dabei die technischen Mindestkriterien zu unterschreiten und v.a. ohne die sicherheitstechnischen Anforderungen zu missachten.

Tabelle 11 zeigt einen Überblick über die wichtigsten Anforderungen, die bei der Einspeisung von Biogas ins Gasnetz in den einzelnen Ländern einzuhalten sind. Die Zahlenwerte stammen aus Regelwerken der nationalen Verbände für das Gas- und Wasserfach der jeweiligen Länder. In der nachfolgenden Tabelle werden nur die wichtigsten der in den Regelwerken angeführten Größen wiedergegeben.

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

Von wesentlicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Biogas-Netzeinspeisung ist die Frage, in welchem Ausmaß das Rohbiogas gereinigt bzw. sein Methangehalt erhöht (angereichert) werden muss. Die in der oben dargestellten nationalen und internationalen Richtlinien definierten Anforderungen stellen somit das Maß für die Qualität für Biogas bei der Einspeisung (bzw. als Mischgas im Netz) dar. Um den sich daraus ergebenden Reinigungs- und Anreicherungsbedarf für die Einspeisung von Biogas aufzeigen, sind in nachfolgender Tabelle 12 die wichtigsten Komponenten von typischem Rohbiogas und deren Wirkung dargestellt.

Komponente	Gehalt	Wirkung
CH <sub>4</sub>	50 – 75 Vol.%	brennbare Biogaskomponente
CO <sub>2</sub>	25 – 50 Vol.%	vermindert den Brennwert, erhöht die Methanzahl und damit die Klopfestigkeit von Motoren, fördert Korrosion (schwache Kohlensäure), falls das Gas zugleich feucht ist, schädlich für alkalische Brennstoffzelle
H <sub>2</sub> S	0,005-0,5 mg S/m <sup>3</sup>	korrosiv in Aggregaten und Rohrleitungen (Spannungsrisskorrosion) SO <sub>2</sub> -Emissionen nach Verbrennung bzw. H <sub>2</sub> S-Emissionen bei unvollständiger Verbrennung; Katalysatorgift
NH <sub>3</sub>	0-1 Vol.%	NO <sub>x</sub> -Emissionen nach Verbrennung, schädlich für Brennstoffzellen erhöht die Klopfestigkeit von Motoren
Wasserdampf	1 –5 Vol.%	trägt zur Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen bei; Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate; bei Frost Gefahr der Vereisung von Rohrleitungen und Düsen
Staub	> 5 µm	verstopft Düsen und schädigt Brennstoffzellen
N <sub>2</sub>	0 – 5 Vol.%	vermindert Brennwert; erhöht die Klopfestigkeit von Motoren
Siloxane	0 – 50 mg/m <sup>3</sup>	nur bei Klär- und Deponiegas aus Kosmetika, Waschmittel, Druckfarben etc.: bilden wie Schleifmittel wirkendes Quarz und schädigen Motoren

Tabelle 12: Komponenten von Rohbiogas [Schulz 2003, S.8]

Bei einer Verwertung des Biogases ist Methan die Komponente mit dem höchsten Nutzen für den Anwender. Als CH<sub>4</sub> liegt der Kohlenstoff in seiner reduziertesten Form vor. Wird er unter Einsatz von Sauerstoff oxidiert, liefert er Energie bis er zu Kohlendioxid umgesetzt ist. CO<sub>2</sub> ist die oxidierteste Kohlenstoffverbindung. Aus ihr kann keine Energie mehr gewonnen werden. Dementsprechend wertvoller ist ein Biogas mit 75 Vol.% Methan im Vergleich zu einem mit nur 50 Vol.% CH<sub>4</sub>. Hersteller wie auch Betreiber von Biogasanlagen sind daher nicht nur bestrebt, aus dem eingesetzten Substrat möglichst viel Biogas zu erzeugen, sondern dabei auch einen hohen CH<sub>4</sub>-Anteil zu erzielen.

Dabei ist zu anmerken, dass bei der Produktion von gereinigtem, nicht vollständig aufbereitetem Biogas in landwirtschaftlichen Anlagen überwiegend ein Methangehalt zwischen 50 % und 60 % und in größeren gewerblichen Anlagen ein Methangehalt bis zu 75 % erreicht werden kann [Weiland 2004].

Ebenso wie CO<sub>2</sub> ist auch Wasserdampf eine Komponente, die keinen Energiegewinn durch Oxidation mehr erlaubt. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass der Wasserdampf bei einer Abkühlung des Gases kondensiert und dann in flüssiger Form Schäden an Mess- und Regeleinrichtungen, sowie Verdichtern verursacht. Um dies zu vermeiden, wird Biogas vor einer Verwertung getrocknet. Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) zählen ebenfalls zu den unerwünschten Gasbestandteilen. Vor allem Schwefelwasserstoff ist in jedem Biogas in messbarer Größe vorhanden. Es entsteht beim Abbau eiweißreicher Verbindungen im Substrat. NH<sub>3</sub> wie auch H<sub>2</sub>S sind aggressive Verbindungen, die zu Korrosion von Anlagenteilen, mit denen sie in Kontakt kommen, führen.

So legen die meisten Hersteller für Blockheizkraftwerke und Heizkessel restriktive Grenzwerte für Schwefelwasserstoff fest, die zur Vermeidung von Korrosionsschäden nicht überschritten werden dürfen. Des weiteren entsteht bei der Mitverbrennung des Schwefelwasserstoffes im Biogas unerwünschtes  $\text{SO}_2$ . Dieses  $\text{SO}_2$  stellt einerseits einen Luftschadstoff dar, der in Verbindung mit Wasser zu Saurem Regen führt oder andererseits bereits in der Abgasführung des Blockheizkraftwerkes mit kondensiertem Wasser schwefelige- bzw. Schwefelsäure bildet und die Korrosion begünstigt.

Zusammenfassend wird die chemische Zusammensetzung von Rohbiogas mit den Kriterien der ÖVGW Richtlinie G31 für Erdgas in der Tabelle 13 verglichen.

	Rohbiogas	ÖVGW G31	Einheit
Methan	50 - 75	97	Vol.%
Kohlendioxid	25 - 50	2	Vol.%
Wasserdampf	1 – 5	0	Vol.%
Stickstoff	5	5	Vol.%
Sauerstoff	0 - 5	0,5	Vol.%
Wasserstoff	< 1	4	Vol.%
Ammoniak	< 1	frei	Vol.%
Schwefelwasserstoff	< 1	0,0003	Vol.%
Brennwert	5,52 – 8,27	10,7 – 12,8	kWh/m <sup>3</sup>
Wobbe-Index	5,9 - 8,15	13,3 – 15,7	kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 13: Vergleich von Rohbiogas mit den Grenzwerten der Qualitätsanforderungen gemäß ÖVGW G31 [ÖVGW 2001; Fürstaller 2003, Gikopoulos 2004/1] Wert für Methan bei ÖVGW G31 aus dem Brennwert errechnet.

Die nachfolgende Abbildung 5 stellt die Schwankungsbreite von Rohbiogas im Vergleich zu den Qualitätsanforderungen der ÖVGW G31 bzw. der Qualität von Erdgas dar. Bei Erdgas wurde dabei der derzeit gültige Brennwert in der Regelzone Ost von 11,07 kWh/m<sup>3</sup> sowie der damit verbundene Wobbe-Index von 13,3 kWh/m<sup>3</sup> zur besseren Vergleichbarkeit verwendet.



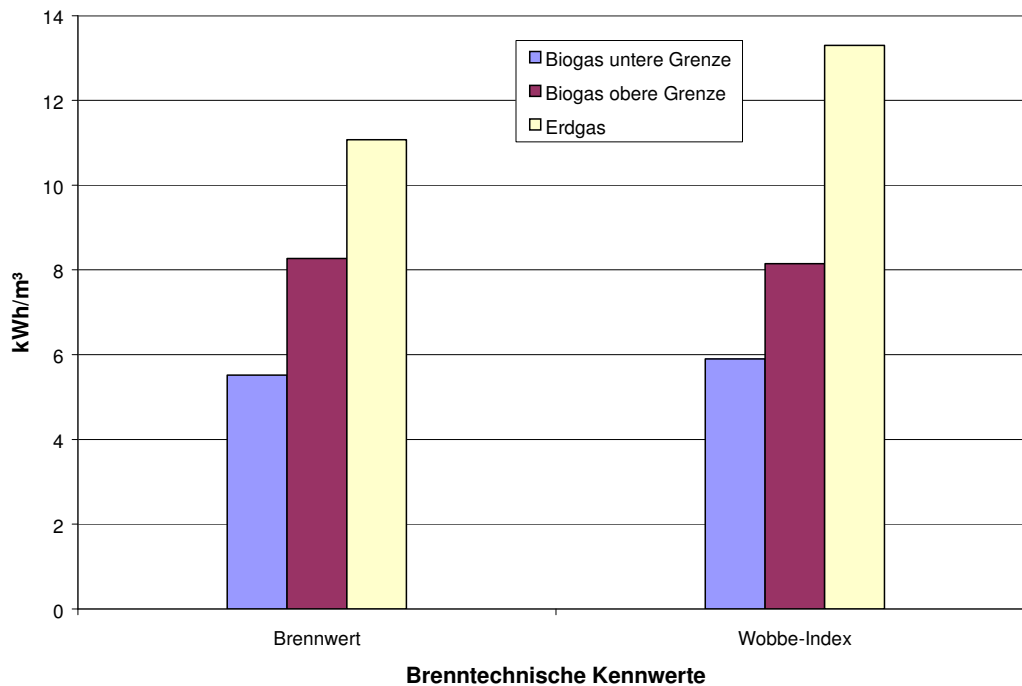


Abbildung 5: Vergleich der brenntechnischen Kennwerte von Rohbiogas mit der aktuellen Qualität von Erdgas lt. ÖVGW-Richtlinie G31 [ÖVGW 2001 bzw. Fürstaller 2003] Annahmen Brennwert und Methangehalt für Erdgas: durchschnittlicher Wert der Regelzone Ost

Die Gegenüberstellung von Rohbiogas mit den Qualitätsanforderungen gemäß ÖVGW G31 zeigt erhebliche Unterschiede. Der Brennwert und der Wobbe-Index von Rohbiogas ist natürlich aufgrund des niedrigeren natürlichen Methangehalts von Rohbiogas deutlich geringer, als jener von Erdgas.

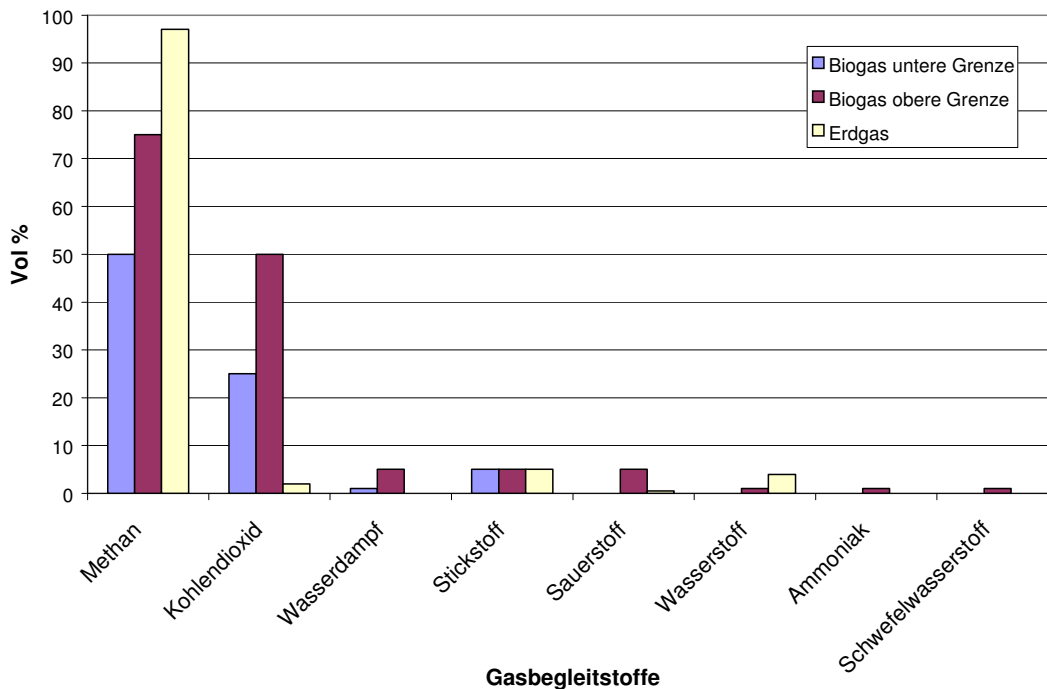


Abbildung 6: Vergleich Gasbegleitstoffe von Rohbiogas mit den Gasbegleitstoffen von Erdgas lt. ÖVGW-Richtlinie G31 [ÖVGW 2001 bzw. Fürstaller 2003] Annahmen Brennwert und Methangehalt für Erdgas: durchschnittlicher Wert der Regelzone Ost

Kritisch sind aber vor allem die Gasbegleitstoffe: Besonders der hohe Kohlendioxidanteil im Rohbiogas weicht markant von der höchstzulässigen Grenze gemäß ÖVGW G31 von 2 % ab und stellt vor allem in Kombination mit einem hohen Anteil von Wasserdampf in Rohbiogas eine Gefahr für Korrosion in Gasleitungen dar. Diesem hohen Anteil von Wasserdampf im Rohbiogas steht quasi das trockene Erdgas gegenüber. Wasserdampf fördert die Gashydratbildung sowie Korrosion in Gasleitungen und sollte daher gänzlich vermieden werden.

In Rohbiogas ist mit einem Anteil von bis zu 2 % mehr Sauerstoff als in Erdgas mit 0,5% enthalten, auch dadurch besteht erhöhte Korrosionsgefahr. Weiters enthält Rohbiogas mit bis zu 1 % Anteil Ammoniak einen weiteren korrosionsfördernden Bestandteil.

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel bei der Diskussion der Grenzwerte für die Gasbegleitstoffe festgehalten, kann die Mehrzahl der Grenzwert aus technischen Gründen und um Schäden am Gasnetz zu vermeiden nicht oder nicht deutlich angehoben werden.

Das heißt aber deswegen nicht, dass Biogas am Einspeisepunkt die Grenzwerte für die Gasbegleitstoffe gemäß G31 erfüllen muss. Wird Biogas als Zusatzgas ins Gasnetz eingespeist, kommt es zu einer Vermischung mit Erdgas und zu einer Verdünnung der Konzentration der Gasbegleitstoffe im Mischgas gegenüber der Konzentration im Biogas. Je nach Mischungsverhältnis kann das eingespeiste Biogas damit deutlich höhere Konzentrationen an Gasbegleitstoffen aufweisen, ohne einen sicheren Betrieb des

Gasnetzes zu gefährden. Damit können aber auch die Kosten für die Reinigung bzw. Methananreicherung (CO<sub>2</sub>-Abscheidung) des Biogases gesenkt werden.

In den nachfolgenden Betrachtungen der Studie wird, sofern nicht anders festgehalten, aus Vereinfachungsgründen von folgender typischer Rohbiogasqualität ausgegangen, wie sie in Tabelle 14 angeführt ist. Dabei handelt sich bei den Gasbegleitstoffen (ausgenommen CO<sub>2</sub>) in aller Regel um Maximalwerte. Dennoch kann es in der Praxis in Sonderfällen natürlich auch zur Überschreitung dieser Werte kommen.

	Rohbiogas
Methangehalt	60 Vol.%
Kohlendioxid	40 Vol.%
Wasserdampf	≤ 5 Vol.%
Stickstoff	≤ 5 Vol.%
Sauerstoff	≤ 5 Vol.%
Wasserstoff	≤ 1 Vol.%
Ammoniak	≤ 1 Vol.%
Schwefelwasserstoff	≤ 1 Vol.%
Brennwert	6,64 kWh/m <sup>3</sup>
Wobbe-Index	6,89 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 14: Typische Rohbiogasqualität

## 2.5 Primärenergie- und Biogaspotenzial in Österreich

Im nun folgenden Teil soll das in Österreich verfügbare Biogaspotenzial abgeschätzt werden. Das Biogaspotenzial ist im Hinblick auf die Qualitätsanforderungen der Biogas-Netzeinspeisung insofern von Bedeutung, da damit geklärt werden kann, im welchen Umfang Erdgas durch Biogas ersetzt werden kann. Ist das Biogaspotenzial gering, so wird man das Biogas zudem überwiegend ohne Methananreicherung als Zusatzgas ins Gasnetz einspeisen können. Ist das Biogaspotenzial hoch, so sind zusätzliche Überlegungen notwendig, wie Biogas in möglichst großem Umfang und ohne teure Methananreicherung ins Gasnetz eingespeist werden kann.

Um eine möglichst realistische Größe für das in Österreich vorhandene Biogaspotenzial zu ermitteln, wird in einem ersten Schritt das technische Primärenergiepotenzial für Biogas abgeschätzt, wobei auf verschiedene Untersuchungen mehrerer Autoren zurückgegriffen wird. Darauf aufbauend wird in einem zweiten Schritt die Plausibilität der Angaben näher untersucht und anschließend das Biogaspotenzial in Österreich aufgrund der zu erwartenden typischen Methanerträge ermittelt.

### 2.5.1 Primärenergiepotenziale

Bei der Ermittlung des Primärenergiepotenzials ist grundsätzlich zwischen theoretischem und technischem Potenzial zu unterscheiden. Das theoretische Biogaspotenzial wird aus den jährlich zur Verfügung stehenden vergärbaren organischen Rohstoffen sowie deren durchschnittlichen Biogaserträgen ermittelt. Dabei wird die Verwertung von landwirtschaftlichen, kommunalen sowie industriellen biogenen Rückständen und Nebenprodukten sowie Grünlangschnitt aus der Landwirtschaft berücksichtigt. Das theoretische Potenzial ist aber aufgrund gewisser Einschränkungen nicht vollständig nutzbar. Bringt man daher jene gewonnenen Mengen an Biogas, die nicht genutzt werden können (z.B. wird ein Teil des Biogases zur Energieumwandlung benötigt) in Abzug, erhält man das technische Potenzial [E-Control-Biogas 2004]. Es wird daher nachfolgend nur das für die Biogas-Netzeinspeisung relevante technische Biogaspotenzial betrachtet.

Um einleitend einen Überblick über die verschiedenen Literaturangaben zu den Primärenergiepotenzialen zu ermöglichen, werden in Tabelle 15 einige Literaturquellen samt deren Abschätzungen zusammengefasst.

Quelle	Beschreibung	Primärenergiepotenzial in PJ/a
Dissemond, 1993	Technisches Potenzial, davon:	<b>23</b>
	- tierische Exkremente	16,2
	- landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe	6,8
Jungmeier und Padinger, 1996	Technisches Potenzial, davon:	<b>26</b>
	- Landwirtschaft	23
	- Gewerbe, Industrie, org. Hausmüll	3
Amon, 1997	Technisches Potenzial, davon:	<b>15,8</b>
	- Tierhaltung	14,5
	- Kommunale biogene Abfälle	0,7
	- Küchen- und Kantineabfälle	0,1
	- Schlachtnebenprodukte	0,5

Tabelle 15: Jährliches technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Österreich <sup>10</sup>

Die verfügbaren Abschätzungen zeigen ein unterschiedliches Bild der Primärenergiepotenzialabschätzungen in Österreich, basierend auf verschiedenen Annahmen. So bezieht sich [Dissemond 1993] auf eine Studie des Umweltbundesamtes, nach der das nutzbare Energiepotenzial auf 23 PJ pro Jahr geschätzt wird, wobei der Hauptteil mit 16,2 PJ aus tierischen Exkrementen und 6,8 PJ aus landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen gewonnen werden könnte [Tretter 2003, S.98].

Die von [Amon 1997] angestellte Kalkulation des technischen Primärenergiepotenzials im Ausmaß von 15,8 PJ per anno unterstellt, dass 20 % der Ackerfläche zum Energiepflanzenbau genutzt werden, weiters auf 20 % der Ackerfläche Energiepflanzen als Zwischenfrüchte erzeugt werden und 20 % der Biomasse des Dauergrünlandes genutzt werden. Weiters soll die Hälfte des anfallenden Wirtschaftsdüngers und alle geeigneten außerlandwirtschaftlichen Reststoffe zur landwirtschaftlichen Biogaserzeugung verwendet werden. In Summe entfallen vom gesamt errechneten Biogaspotenzials ca. 72 % auf die Nutzung von Energiepflanzen [Tretter 2003, S.100].

## 2.5.2 Plausibilitätskontrolle der Primärenergiepotenziale und Ermittlung des Biogaspotenzials in Österreich

Die derzeit vorhandenen Literaturangaben zur Primärenergiepotenzialabschätzung sollen nun anhand einer genaueren Analyse der zugrunde liegenden Annahmen auf deren Plausibilität hin untersucht werden. Dabei wird vor allem auf die Abschätzungen von [Tretter 2003] zurück gegriffen. Zur Abschätzung der Deponiegaspotenziale war hingegen keine

<sup>10</sup> 1 PJ (Petajoule) entspricht 277,7 Mio. kWh bzw dem Energiegehalt von 25,1 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas (Erdgas: 11,07 kWh/m<sup>3</sup>) bzw. 42,1 Mio. m<sup>3</sup> Biogas (Biogas: 6,6 kWh/m<sup>3</sup>)

ausreichend gute Literatur verfügbar, hier wurde eigens eine Kurzstudie beauftragt [Novak 2004].

### **2.5.2.1 Primärenergie- bzw. Biogaspotenzial aus Energiepflanzen**

Bei Energiepflanzen unterscheidet man grundsätzlich die Nutzung als Zwischenfrucht mit dem Anbau von Getreide im Juli und Ernte im Oktober oder als Hauptfrucht mit Ausnutzung der gesamten Vegetationsperiode. In beiden Fällen stellt sich die Frage, welcher Anteil der dafür zur Verfügung stehenden Anbaufläche für die Biogasproduktion herangezogen werden kann. Als Grundlage für die nachfolgenden Überlegungen wird ein kompetitives Erlösniveau für Energiepflanzen vorausgesetzt, um entsprechende Primärenergiepotenziale aus der Landwirtschaft zu generieren.

Bei der Zwischenfruchtnutzung auf Getreideflächen ergeben Energiepflanzen ein Biomassepotenzial von mindestens 6 t Trockensubstanz pro Hektar. Man kann durchschnittlich mit einem Biogasertrag von etwa 3.000 m<sup>3</sup>/ha und Jahr rechnen [E.V.A. 2001]. Unter der Annahme, dass Landwirte durch finanzielle Anreize ca. 10 % der derzeitigen gesamten Getreideanbaufläche von 800.000 ha in Österreich zur Bepflanzung mit Energiepflanzen heranziehen könnten, steht ein Biogaspotenzial von 5,7 PJ/a oder 240 Mio. m<sup>3</sup>/a zur Verfügung [Tretter 2003, S.107].

Bei der Hauptfruchtstrategie erzielen Energiepflanzen jährlich Erträge von 16 t Trockensubstanz pro Hektar (z.B. Silomais oder intensiver Feldfutterbau). Jährlich kann man mit etwa 8.000 m<sup>3</sup> Biogasertrag pro Hektar rechnen. Derzeit liegen in Österreich mehr als 100.000 ha Ackerland brach, könnten aber unter der Annahme entsprechender finanzieller Anreize davon 50 %, also 50.000 ha, genutzt werden, würde ein Biogaspotenzial von 9,5 PJ pro Jahr bzw. 400 Mio. m<sup>3</sup> Biogas produziert werden [Tretter 2003, S.107].

### **2.5.2.2 Primärenergie- bzw. Biogaspotenzial aus Gülle**

In 91.000 österreichischen landwirtschaftlichen Betrieben gibt es ca. 1,58 Mio. Rinder. Unter der Annahme, dass nur 10 % der Gülle des Gesamtbestandes zur Biogasproduktion herangezogen werden, könnten mit dem daraus resultierenden Potenzial von ca. 1,25 PJ/a 52,6 Mio. m<sup>3</sup> Biogas mit einem typischen Brennwert von 6,6 kWh/m<sup>3</sup> erzeugt werden [Tretter 2003, S.114].

In Österreich werden insgesamt ca. 360.000 Schweine in etwa 58.800 Betrieben gehalten. Unterstellt man wiederum einen Nutzungsgrad von 10 % der Gülle des Gesamtbestandes, könnten jährlich aus dem daraus resultierenden Primärenergiepotenzial von ca. 0,2 PJ in etwa 8,4 Mio. m<sup>3</sup> Biogas produziert werden [Tretter 2003, S.115].

### 2.5.2.3 Primärenergie- bzw. Biogaspotenzial aus Klärgas

In Österreich sind derzeit ca. 900 Kläranlagen unterschiedlichster Betriebsgröße in Betrieb. Kläranlagen werden aus ökonomischen Gründen erst ab einer bestimmten Einwohnerzahl und bestimmten Abwasserströmen von Industrie und Gewerbe mit einem Faulurm ausgestattet, um dadurch mittels Anaerobtechnik die Schlammstabilisierung zu erreichen (Schlammfaulanlagen). Als Nebenprodukt der anaeroben Schlammstabilisierung fällt energetisch verwertbares Klärgas mit typischen Rohbiogaseigenschaften (Methangehalt durchschnittlich 65%, Brennwert durchschnittlich 6,6 kWh/m<sup>3</sup>) an.

Unter Berücksichtigung von derzeit etwa 140 kommunalen Schlammfaulanlagen könnte mit dem damit verbundenen Primärenergiepotenzial von 2,6 PJ/a ein Biogasvolumen von rund 110 Mio. m<sup>3</sup> Biogas jährlich erzeugt werden. Berücksichtigt man zusätzlich auch noch Kläranlagen mit Kofermentation könnte mit dem zusätzlichen Primärenergiepotenzial von 0,86 PJ/a zusätzlich bis zu 36 Mio. m<sup>3</sup> Biogas pro Jahr generiert werden [Tretter 2003, S.118].

### 2.5.2.4 Primärenergie- bzw. Biogaspotenzial aus Deponiegas

Zur Ermittlung des Primärenergiepotenzials aus Deponiegas wird eine eigens im Rahmen dieses Projekts in Auftrag gegebene Kurzstudie von UTC Technisches Büro für Umwelttechnik und Technische Chemie GmbH über die „Deponiegaspotenzialabschätzung für österreichische Altlasten“ als Grundlage herangezogen [Novak 2004].

Zur Potenzialberechnung für Altlasten in Österreich werden als Basis 165 Altlasten herangezogen, die per September 2004 gemäß Altlastensanierungsgesetz im Altlastenatlas ausgewiesen sind [Altlastenatlas]. Davon sind 92 Standorte von Industrie und Gewerbe (Altstandorte) und 73 Ablagerungen (Altablagerungen). In der folgenden Betrachtung sind die Altstandorte ausgenommen, da von diesen Standorten aufgrund ihrer Vornutzung keine Gasbildung zu erwarten ist. Für die Betrachtung der Altdeponien sind nur jene berücksichtigt, die aufgrund ihres Stoffinventars ein nutzbares Gasbildungspotenzial besitzen.

Die folgenden Potenzialberechnungen wurden auf der Basis der Daten des vom Umweltbundesamt geführten und öffentlich zugänglichen Altlastenatlas durchgeführt. Es waren aufgrund der für eine derartige Potenzialberechnung nicht vollständigen Datenbasis Schätzungen der organischen Restanteile im Abfall sowie der Massenanteile (MA) der Restabfälle am Deponiegesamtvolumen erforderlich.

Um aus den volumsbezogenen Angaben im Altlastenatlas eine Berechnung durchführen zu können, musste von der aus den Bescheiden bzw. den Deponieaufzeichnungen berechnete Kubatur auf eine Masse an organischer Substanz rückgeschlossen werden. Jene Deponien, deren mittlerer Ablagerungszeitraum, - das ist das Mittel aus Ablagerungsbeginn und Ablagerungsende -, mehr als 40 Jahre zurückliegt, wurden aufgrund der nur mehr äußerst geringen Deponiegasneubildungsraten in die Betrachtung nicht miteinbezogen. Eine Erfassung und Verwertung von Deponiegasen ist bei einer jährlichen Anlieferung unter

10.000 t nicht wirtschaftlich [Leitgeb 1991]. Die Berechnung des Anteils an Abfällen mit Deponiegasbildungspotenzial erfolgte auf Basis jener im Altlastenatlas angegebenen Mengen und Beschreibungen der abgelagerten Abfälle. Ablagerungen von kontaminierten Baurestmassen oder anorganischen Reststoffen (Schlacken und Aschen) wurden aufgrund der nicht vorhandenen organischen Anteile im Abfall ebenfalls nicht berücksichtigt.

Aus oben genannten Gründen wurden aufgrund von empirischen Werten die in Tabelle 16 angeführten Parameter ermittelt bzw. abgeschätzt:

	Wert	Datenbasis, Quelle
Anteil der Abfallfraktionen mit Deponiegasbildungspotenzial	Schätzwert aus dem Gesamtinput	Altlastenatlas des Umweltbundesamtes
Mittlere Ablagerungszeitpunkt	Rechenwert aus den Ablagerungsdaten	Altlastenatlas des Umweltbundesamtes
Entwicklungsgleichung für die Gasbildung	Mittlere Steigung der Exponentialfunktion	Empirische Daten
Gasbildungspotenzial pro t Abfall	200 m <sup>3</sup> /t	Literaturdaten [Tabasaran]
Mittlere Energieinhalt pro m <sup>3</sup> Deponiegas	Konzentration 50 %	Empirische Daten
Mittlerer Erfassungsgrad des Deponiegase	50 %	Studie des Umweltbundesamtes [Leitgeb]
Energieinhalt pro m <sup>3</sup> Methan	35.769,6 kJ/m <sup>3</sup>	Literaturwert [Römpp]

Tabelle 16: Datenbasis und Quellen für die Parameter bei der Deponiegasbildung [Novak 2004]

Auf Basis dieser Daten wurde für die 165 als Altlasten ausgewiesenen Flächen das Deponiegaspotenzial errechnet. An dieser Stelle sei angemerkt, dass das Potenzial dieser begrenzten Anzahl von Flächen nur schwer Rückschlüsse auf das Gesamtpotenzial zulässt. Der Grund für die Schwierigkeit ist der Umstand, dass nicht jede Deponie, welche Gasbildungspotenzial besitzt, auch als Altlast ausgewiesen sein muss. Jene gesicherten Großdeponien, von denen aufgrund von Sicherungsmaßnahmen kein Gefährdungspotenzial für die Umwelt und Gesundheit des Menschen mehr ausgeht, sind somit nicht berücksichtigt. Diese Gesamtanzahl aller Alttablagerungen in Österreich beträgt ca. 10.000. Dies sind Flächen befugter oder unbefugter Ablagerung von Abfällen.



Standort	Kubatur [m³]	Anteil MA	Ablagerungszeitpunkt		RP	GP [m³/a]
<b>Burgenland</b>						
Altlast B 2 Gemeindedeponie Parndorf	50.000	30 %	1978	1989	17 %	20.683
Altlast B 3 Gemeindedeponie Illmitz	46.000	30 %	1970	2004	23 %	21.875
Altlast B 7 Deponie Oberwart	35.000	60 %	1976	1986	14 %	26.722
<b>Kärnten</b>						
Altlast K 2: Hörtendorf	5.700.000	60 %	1973	2004	26 %	5.798.743
Altlast K 3: Tauschitz- Gründe	200.000	60 %	1973	1990	14 %	154.929
Altlast K 10: Deponie Schüttbach	3.000.000	70 %	1980	2004	35 %	4.224.524
Altlast K 25: Deponie Tschinowitsch	900.000	70 %	1971	1982	9 %	737.057
<b>Niederösterreich</b>						
Altlast N5: Gemeindedeponie Aderklaa	40.000	60 %	1970	1986	10 %	28.565
Altlast N7: Mülldeponie S.A.D.	700.000	90 %	1973	1989	14 %	801.657
Altlast N11: Mülldeponie St. Valentin VA 01	200.000	70 %	1971	1987	11 %	169.655
Altlast N12: Kapellerfeld	1.350.000	70 %	1966	1985	8 %	1.101.592
Altlast N19: Mülldeponie Purgstall-Süd	140.000	60 %	1976	1985	13 %	105.439
Altlast N23: Mülldeponie Horn	190.000	80 %	1974	2004	27 %	263.797
Altlast N36: Deponie Deutsch Wagram - Spindler	310.000	60 %	1970	1989	12 %	227.826
Altlast N41: Deponie MA 48 - Zwölfaxing	450.000	70 %	1977	1980	11 %	378.077
Altlast N49: Deponie Tulln	200.000	80 %	1972	1984	10 %	190.431
<b>Oberösterreich</b>						
Altlast O 3: Bezirksmülldeponie Kröpfel	550.000	80 %	1973	2004	26 %	746.037
Altlast O 6: Mülldeponie Blankenbach	150.000	70 %	1970	2004	23 %	166.441
Altlast O 34: Deponie Gradinger	150.000	70 %	1972	2004	25 %	174.004

<b>Salzburg</b>						
Altlast S 1: Deponie Anif	1.000.000	60 %	1973	1985	11 %	727.092
Altlast S 3: Deponie Saalfelden	350.000	60 %	1969	1989	11 %	254.482
Altlast S 11: Deponie Herrenau	570.000	70 %	1973	1979	9 %	465.554
Altlast S 14: Salzachsee-Nord	1.100.000	50 %	1959	1977	4 %	959.870
<b>Steiermark</b>						
Altlast ST 5: Rösslergrube	60.000	70 %	1973	1978	8 %	48.960
Altlast ST 15: Alte Gemeindedepo- niedepo- Frohnleiten	750.000	70 %	1960	1985	6 %	637.788
Altlast ST 19: Gerbereideponie Schmidt	50.000	80 %	1965	1977	6%	51.787
<b>Tirol</b>						
Altlast T 1: Deponie Lavant	200.000	80 %	1975	1989	15 %	209.762
Altlast T 3: Ahrental	2.000.000	80 %	1976	2004	30 %	2.912.701
Altlast T 7: Rotteballendeponie Pill	1.000.000	50 %	1973	1990	14 %	645.536
Altlast T 10: Deponie Pflach	150.000	90 %	1975	1993	18 %	189.562
Altlast T 12: Deponie Jungbrunn- tobel	16.000	90 %	1980	1994	23 %	22.826
Altlast T 14: Deponie Ochsentanne	330.000	70 %	1971	1994	15 %	307.760
Altlast T 15: Deponie Erpfendorf	400.000	80 %	1970	1989	12 %	391.958
<b>Wien</b>						
Altlast W 4: Lackenjöchel	200.000	80 %	1968	1973	5 %	213.587
Altlast W 13: Spitzau	250.000	50 %	1975	1988	14 %	161.384
<b>Summe</b>						<b>23.538.663</b>

 Tabelle 17: Altablagerungen und deren Gasbildungspotenzial GP in m<sup>3</sup>/Jahr [Novak 2004]

Aus einer Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie [Hackl 1998] geht hervor, dass der Gesamtbestand an Deponien in Österreich ca. 2.000 beträgt. Die Anzahl der in Betrieb befindlichen Massenabfalldéponien beläuft sich auf 58. Die dort eingelagerten Abfälle sind jene nicht gefährlichen Abfälle, die den Kriterien der

Deponieverordnung genügen, und aufgrund ihrer chemischen Eigenschaften nicht auf den anderen Deponietypen abgelagert werden dürfen. Die abgelagerten Abfälle besitzen ein hohes Gasbildungspotenzial.

Betrachtet man die 73 als Altlast ausgewiesenen Deponien in Österreich (siehe Tabelle 17) als repräsentativen Querschnitt aller in Österreich bestehenden Deponien, hinsichtlich Größe, abgelagerter Materialien und Kubatur, so kann man eine Hochrechnung der Gaspotenziale durchführen:

Geht man von den derzeit genehmigten und in Betrieb befindlichen 470 Deponieanlagen aus, und stellt diese Anzahl jener der genehmigten und in Betrieb befindlichen Massenabfalldeponien (58) gegenüber, so ergibt sich ein Anteil Massenabfalldeponien von 12,3 %. Berechnet man den Anteil der Massenabfalldeponien am Gesamtbestand der 2.000 Deponien so ergibt sich eine Zahl von 247 Massenabfalldeponien ( $= 2.000 \times 12,3 \%$ ). Von den bekannten 73 Altablagerungen besitzen jedoch nur 35 Ablagerungen Deponiegasbildungspotenzial, d.h. sind ehemalige Massenabfalldeponien. Diese 35 Altanlagen produzieren jährlich 23,5 Mio.  $m^3$  Deponiegas, das entspricht einer durchschnittlichen Menge von 0,67 Mio.  $m^3/a$ . Hochgerechnet auf die 247 Massenabfalldeponien entspricht das einem gesamten Deponiegaspotenzial von 166 Mio.  $m^3/a$ .

Basierend auf einem Brennwert von  $6,6 \text{ kWh}/m^3$  für Biogas entspricht das Gesamtpotenzial von 166 Mio.  $m^3$  einem Energieinhalt von 3,94 PJ pro Jahr [Novak 2004].

#### **2.5.2.5 Biogaspotenzial in Österreich**

Basierend auf den Ergebnissen in den vorangegangenen Kapiteln werden nachfolgend die Biogaspotenziale nochmals in Tabelle 18 zu Übersichtszwecken zusammengefasst werden.

Biogas-Primärenergieträger	Biogaspotential in Mio. m <sup>3</sup> /a	Biogasertrag in PJ/a (Brennwert 6,6 kWh/m <sup>3</sup> )
<b>Zwischenfruchtnutzung</b> Getreideanbau auf 80.000 ha (von 800.000 ha insgesamt)	240	5,70
<b>Hauptfruchtnutzung</b> Energiepflanzenanbau (zB Silomais) auf 50.000 ha von 100.000 ha brachliegendem Ackerland	400	9,50
<b>Gülle</b> Rindergülle (10 % des Gesamtbestandes)	52,6	1,25
Schweinegülle (10 % des Gesamtbestandes)	8,4	0,20
<b>Kläranlagen</b> 140 kommunale Schlammfaulanlagen	110	2,61
Kläranlagen mit Kofermentation	36	0,86
<b>Deponiegas</b> auf Basis 2.000 aktiver und inaktiver Deponieanlagen	166	3,94
<b>Summe</b>	<b>1.013</b>	<b>24,07</b>

Tabelle 18: Jährliches Biogaspotenzial in Österreich [Tretter 2003, Novak 2004],

Aus obiger Tabelle ergibt sich in Summe ein jährliches maximales Biogaspotenzial von rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> bei einem angenommenen Brennwert für typisches Rohbiogas von 6,6 kWh/m<sup>3</sup>. Die Energiemenge von 24,07 PJ entspricht in etwa 6,7 % des jährlichen Gesamterdgasverbrauches im Ausmaß von ca. 360 PJ (9 Mrd. m<sup>3</sup>) im Jahr 2003 in Österreich [e-control 2004].

Bei der Verbrennung von einem Kubikmeter Erdgas werden 1,98 kg CO<sub>2</sub> als Treibhausgas freigesetzt. Durch die Substitution einer Erdgasmenge von 24 PJ (600 Mio. m<sup>3</sup> bei Energieinhalt von 11,07 kWh) durch das CO<sub>2</sub>-neutrale Biogas kann somit eine treibhauswirksame CO<sub>2</sub>-Menge von 1,18 Mio. Tonnen pro Jahr eingespart werden. Das würde zu einer Reduktion der österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1,6 % führen<sup>11</sup>. Die verstärkte Nutzung von Biogas zur Reduktion des Erdgasverbrauchs ist damit ein beachtlicher Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen und ein wichtiger Schritt in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung.

<sup>11</sup> österreichische CO<sub>2</sub>-Emissionen 2003: gesamt 76 Mio. Tonnen, davon 16,5 Mio. Tonnen durch Erdgas [Umweltbundesamt 2005].

## 2.6 Betriebsdruck des österreichischen Gasnetzes

Es soll nun die Struktur des österreichischen Gasnetzes dargestellt werden, um darauf aufbauend die Frage der Einspeisung von Biogas v.a. aus Sicht des Betriebsdrucks in den Leitungen zu diskutieren.

Das österreichische Leitungssystem für den Transport von Erdgas besteht grundsätzlich aus sogenannten Fernleitungen und Verteilnetzen. Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz definiert Fernleitungen als Anlagen zum Zweck des Transports von Erdgas durch eine Hochdruckleitung oder ein Hochdrucknetz, sofern diese Leitungsanlage auch für den Transit oder den Transport zu anderen Fernleitungs- oder Verteilunternehmen bestimmt ist. Unter Verteilerleitungen werden Rohrleitungen verstanden, die vorwiegend oder ausschließlich dem Transport von Erdgas zur unmittelbaren Versorgung von Kunden dienen [GWG 2002, § 6 Zi. 15, 60].

Unter dem Begriff Fernleitungen werden einerseits Transitleitungen wie die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), West-Austria-Gasleitung (WAG), Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) oder Süd-Ostleitung (SOL) und andererseits Hochdruckleitungen für den innerösterreichischen Transport von Erdgas subsummiert. Der notwendige Betriebsdruck in Fernleitungen erreicht dabei bis zu 120 bar. Transitleitungen dienen überwiegend dem Transit von Erdgas durch Österreich, ausgehend von Baumgarten in Niederösterreich bis hin nach Oberkappel (Grenze Oberösterreich/Deutschland) oder Arnoldstein in Kärnten. Teilweise werden diese Leitungen auch für den Transport von Erdgas für die Inlandsversorgung verwendet. In Hochdruckleitungen, die unter die Definition von Fernleitungen fallen [GWG 2002: Anlage 2], wie bspw. die Phyrnleitung oder die EVN-Westleitung, wird Erdgas ausschließlich zur Versorgung inländischer Verbraucher transportiert. Die Fernleitungen werden auch als „Netzebene 1“ bezeichnet.

Im Gegensatz dazu wird im regionalen Verteilnetzsystem ausschließlich Erdgas zur direkten Versorgung von inländischen Kunden auf zwei unterschiedlichen Druckniveaus transportiert. Hierbei unterscheidet man Verteilnetzsysteme mit einem Betriebsdruck größer 6 bar und Verteilnetzsysteme mit einem Betriebsdruck kleiner 6 bar. Äquivalent dazu die Fachtermini „Netzebene 2“ (Druck > 6 bar) und „Netzebene 3“ ( $0,1 < X < 6$  bar). In der nachfolgenden Abbildung 7 ist das österreichische Gasnetz dargestellt.

# Erdgaslagerstätten und Erdgasleitungen in Österreich

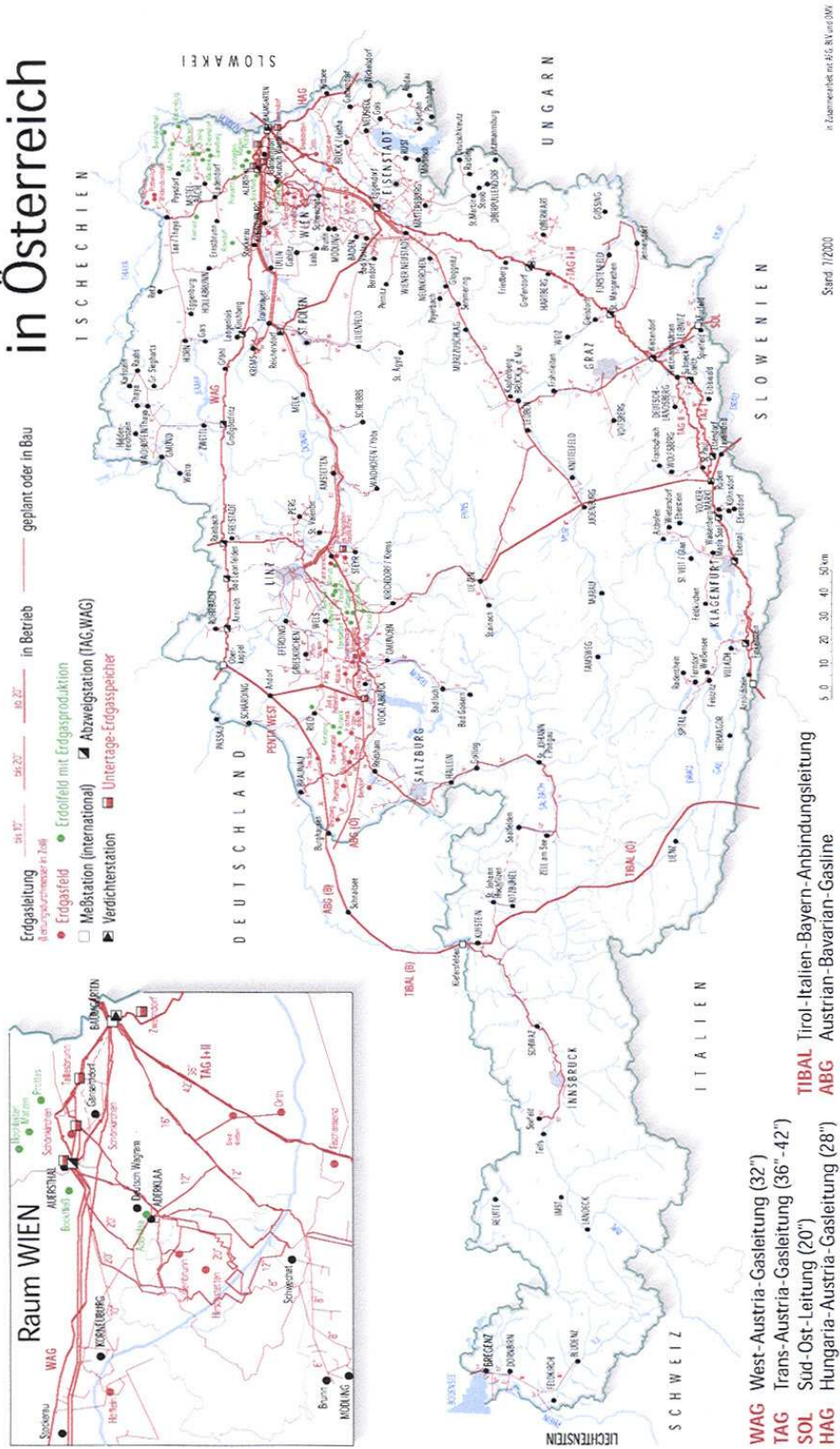


Abbildung 7: Gasnetz Karte Österreich [www.gaswaerme.at]

Die Graphik in Abbildung 7 zeigt die geographische Lage des österreichischen Gasnetzes und ist somit eine wichtige Grundlage für die Auswahl eines Standorts für eine Anlage zur Biogas-Netzeinspeisung. Eine Darstellung des Gasnetzes nach Netzebenen ist leider nicht möglich, aufgrund mangelnder Veröffentlichungspflicht bzw. Auskunftspflicht der Verteilnetzbetreiber die dazu notwendigen Informationen nicht oder nur teilweise verfügbar sind. Derzeit sind nur die Leitungen der Netzebene 1 bekannt, die im österreichischen Gaswirtschaftsgesetz entsprechend definiert sind. Eine Unterscheidung der Netzebenen 2 und 3 in regionalen Verteilernetzen ist aus oben genannten Gründen nicht möglich. Als Orientierungshilfe kann jedoch dienen, dass Haushalte über die Netzebene 3, größere Gewerbebetriebe und Industriebetriebe überwiegend über die Netzebene 2 versorgt werden.

In der folgenden Abbildung 8 werden nochmals aus Übersichtsgründen alle Leitungen der Netzebene 1 in grüner Farbe gemäß den Definitionen aus dem Anhang 1 des Gaswirtschaftsgesetzes angeführt. Die Leitungen in roter Farbe stellen dabei die Netzbereiche 2 und 3 des österreichischen Gasnetzes dar, eine Trennung der beiden Netzebenen ist, wie oben beschrieben, nicht möglich.

In Abbildung 9 ist das Netzsystem der Ebene 1 anhand von Leitungen der Netzebene 1, Abzweigstationen und Kompressorstationen dargestellt.

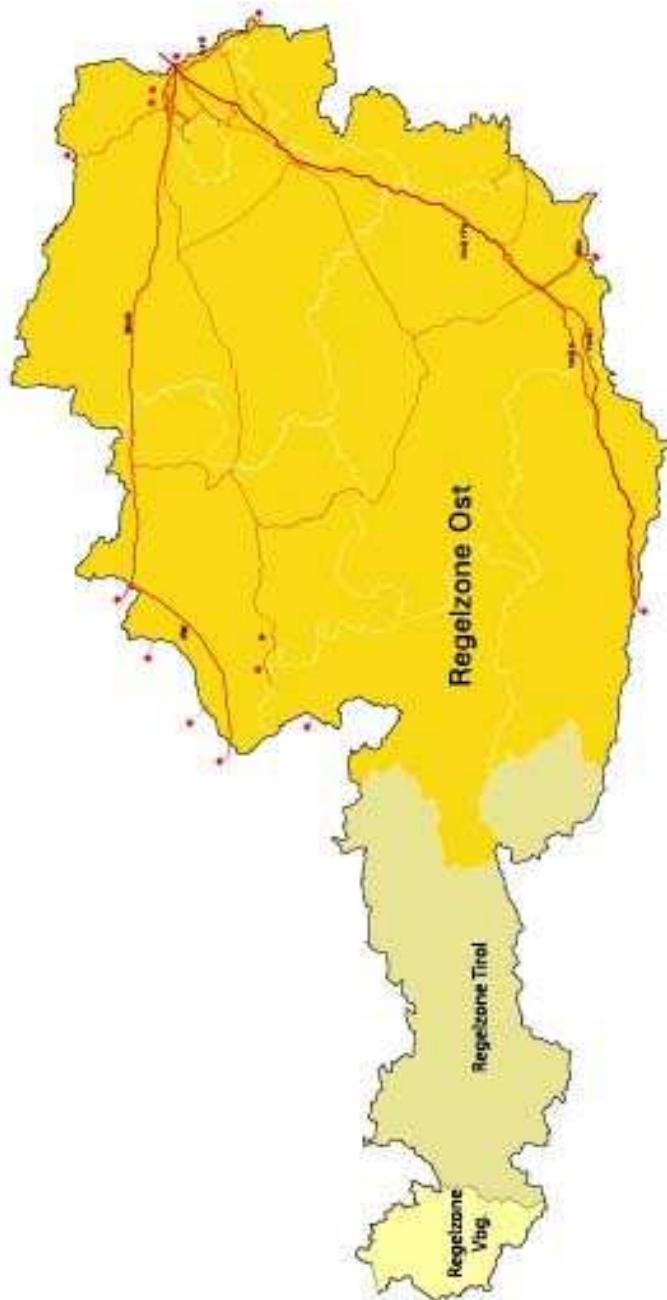


Abbildung 8: Netzebene 1 des österreichischen Gasnetzes [AGGM 2005]



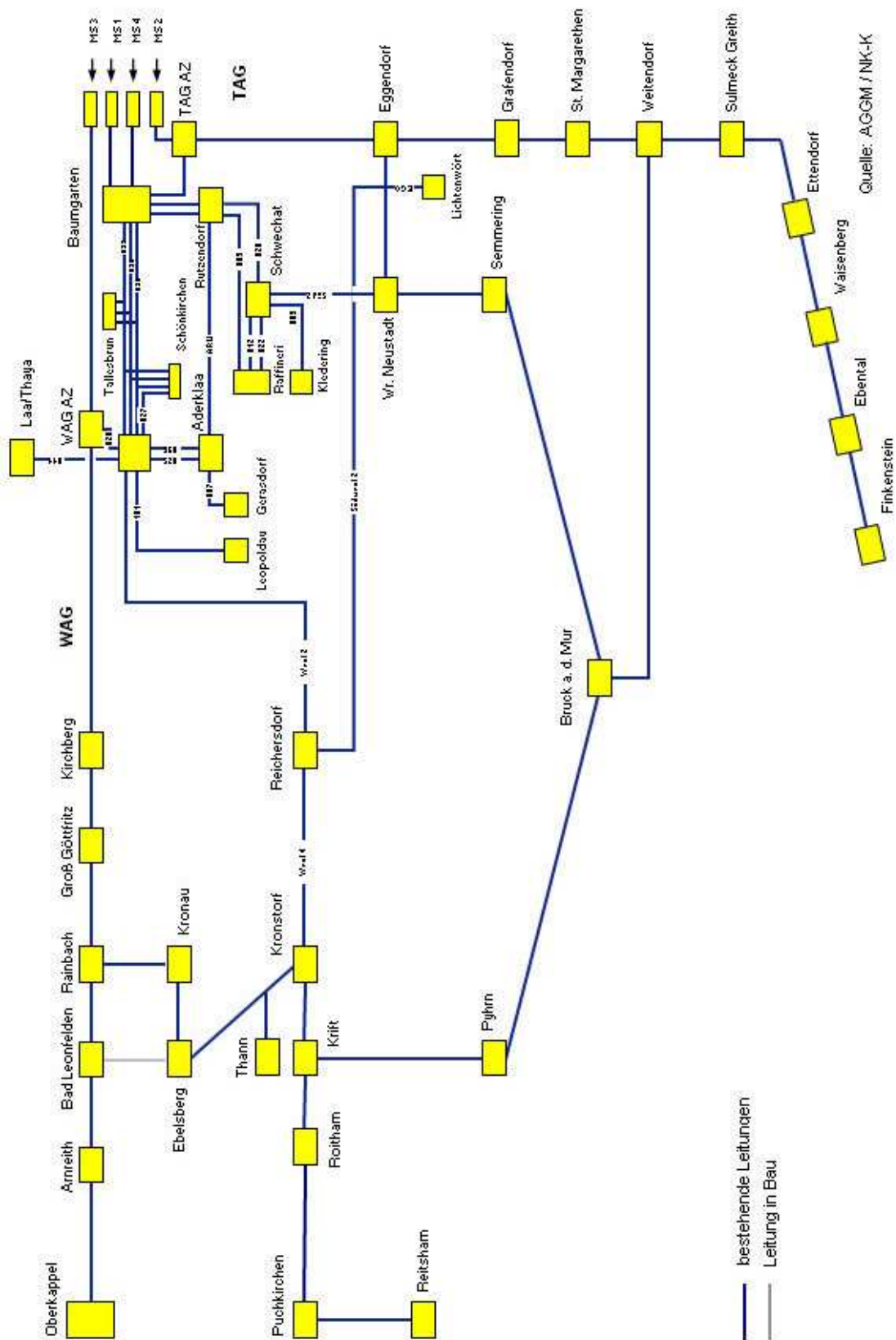


Abbildung 9: Einspeisepunkte und Kompressorstationen an der Netzebene 1 [AGGM 2005]

Für die Biogas-Netzeinspeisung ist die Frage von wesentlicher Bedeutung, welche Vor- und Nachteile die Einspeisung in die drei Netzebenen hat. Die Kosten für die Verdichtung des Gases steigen mit der Höhe des Betriebsdrucks, umgekehrt besitzen Leitungen der Netzebene 1 und 2 in aller Regel einen höheren Gasdurchfluss, der zu einer stärkeren Verdünnung des eingespeisten Biogases (als Zusatzgas) führt.

Aufgrund der Tatsache, dass Fernleitungen ausschließlich zum internationalen bzw. nationalen Hochdrucktransport von Erdgas dienen, ist bis dato kein einziger Endverbraucher an die Netzebene 1 angeschlossen worden. Durch die Netzebene 2, also dem Verteilnetzsystem mit einem Betriebsdruck von mehr als 6 bar, werden ausschließlich Industriebetriebe bzw. große Gewerbebetriebe mit Erdgas versorgt. In einem Verteilnetzsystem mit einem Betriebsdruck von weniger als 6 bar (Netzebene 3) sind die meisten Kleingewerbebetriebe und alle Haushaltskunden in Österreich angeschlossen, um daraus mit Erdgas versorgt zu werden.

Aufgrund der gesetzlichen Grundlagen [GWG 2002: §§ 23 Abs.6, 25] kann der Zugang zum österreichischen Gasnetz derzeit nur in der Netzebene 2 und 3 gewährt werden. Darüber hinaus würden die hohen Investitionskosten des Anschlusses an die Netzebene 1 (Leitungskosten, spezielle Verdichterstation mit eigenem Personal für hohes Druckniveau) die Rentabilität einer Biogasanlage mit Sicherheit nicht gewährleisten. Abhängig von den lokal vorhandenen Druckverhältnissen wird der Netzzugang entweder in der Ebene 2 über 6 bar oder in der Ebene 3 unter 6 bar gewährt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass sowohl bei einem Anschluss einer Biogasanlage an die Ebene 3 wie auch an die Ebene 2 eine allgemeine Anschlusspflicht des betroffenen Netzbetreibers vorliegt. Die Anlage ist dabei mit dem Gasnetz am technisch geeigneten Punkt und unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzbenutzers zu verbinden. Bei der Ausarbeitung eines sogenannten Anschlusskonzeptes durch den Netzbetreiber sind jedoch die technischen Zweckmäßigkeiten, insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten, die Versorgungsqualität und die wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer im Hinblick auf die Verteilung von Netzkosten auf alle Netzbenutzer sowie die berechtigten Interessen des anschlusswerbenden Netzbenutzers angemessen zu berücksichtigen [GWG 2002, § 25].

Diese Überprüfung durch den Netzbetreiber dient also dazu, die allgemeinen Voraussetzungen eines Anschlusses vor allem in Bezug auf vorhandene Transportkapazitäten und geeignete Anschlusspunkte zu klären. Gerade die Prüfung der vorhandenen Transportkapazitäten wird für den Betreiber einer Biogasanlage von Bedeutung sein, wenn diese Anlage in einem Gebiet gebaut werden soll, in dem eine schwach dimensionierte Gasleitung (zB mit einem Betriebsdruck von unter 3 bar) der Netzebene 3 vorhanden ist. In diesem Fall könnte der Anschluss einer neuen Leitung bzw. die damit verbundene einzuspeisende Menge an Biogas zu Engpässen in der Transportkapazität in Flussrichtung führen, die bspw. durch die Installation von Kompressorstationen behoben werden könnten. Die damit verbundenen Kosten würden aber allen Gasnetzbenutzern über eine Erhöhung der Gassystemnutzungstarife verrechnet werden. Dieses Problemfeld kann im negativen Fall dazu führen, dass der Netzbetreiber im Rahmen der Anschlussprüfung den

Antrag auf Anschluss einer Biogasanlage ablehnen kann. Es besteht aber noch die Möglichkeit, dass der jeweilige Landeshauptmann eine Entscheidung im Sinne des Betreibers einer Biogasanlage herbeiführt [GWG 2002, § 25].

Andererseits trägt die Einspeisung von Biogas in gering dimensionierten Gasnetzen der Ebene 3 zur Kapazitätsentlastung in den vorgelagerten Gasnetzen bei, da durch die lokal eingespeisten Substitutionsmengen an Biogas dementsprechend weniger Erdgas aus den vorgelagerten Gasnetzen in das jeweilige lokale Gasnetz transportiert werden muss. Auch diese Überlegungen müssen einen entsprechenden Eingang in die Überprüfung des Anschlusses finden. Weitergehende Analysen zu diesem Thema werden im Rahmen des EdZ-Projektes Nr. 807711 der Fachhochschule Kapfenberg zum Thema „Biogas-Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“ angestellt.

Im Falle des geplanten Anschlusses an die Netzebene 2 wird die Frage der ausreichend vorhandenen Transportkapazität in aller Regel zu vernachlässigen sein, allerdings sind hier erhöhte Kosten der Anschlussleitung (z.B. Stahlrohr statt Kunststoffrohr) bzw. der Druckverdichtung (Anlagengröße, Personal) in der Kostenkalkulation entsprechend zu berücksichtigen.

Somit können bei einem geplanten Anschluss an die Netzebene 2 oder 3 technische (Kapazitätsengpässe) oder wirtschaftliche (höhere Anschlusskosten) Hürden auftreten, die im Rahmen der Projektierung einer Biogasanlage unbedingt zu berücksichtigen sind.

Die Kosten für die Errichtung der Anschlussleitung und der Gasverdichtung werden in Kapitel 5: „Anschlusskosten“ im Detail erörtert.

## 2.7 Modifikation der Qualitätsanforderungen zur Einspeisung von Biogas

Die in Österreich aktuell gültige ÖVGW-Richtlinie G31 wurde für ein Gasnetz festgelegt, in das ausschließlich Erdgas eingespeist wird. Biogas-Netzeinspeisung war bei der Formulierung der Richtlinie kein Thema. Im Hinblick auf eine künftig möglichst kostengünstige und damit umfangreiche Nutzung der vorhandenen Biogaspotenziale zur Netzeinspeisung muss nun geklärt werden, wie weit die Anforderungen der Richtlinie G31 „entschärft“ werden können, um die Einspeisung zu verbilligen, ohne allerdings jedoch die Qualitäts- und Sicherheitsstandards zu gefährden. Diese Frage hat allerdings zwei Aspekte: der erste Aspekt betrifft die Qualitätsanforderungen für Biogas am Einspeisepunkt, der zweite, nicht minder wichtige Aspekt betrifft die Qualität des Mischgases im Gasnetz, das durch die Leitungen fließt und letztendlich an die Verbraucher abgegeben wird. Ziel ist es, die Qualitätsanforderungen für Misch- und Biogas so streng wie sicherheitstechnisch notwendig zu gestalten, aber technisch unnötige Anforderungen zu vermeiden. Auf diese Weise soll es möglich sein, möglichst hohe Biogasmengen zu möglichst geringen Kosten in das Gasnetz einspeisen zu können, ohne Sicherheitsanforderungen zu verletzen.

### 2.7.1 Aktuelle Erdgasqualitäten

#### 2.7.1.1 Bestandteile von Erdgas

Im Rahmen der Modifikation der Qualitätsanforderungen für Biogas ist es sinnvoll, die Qualität von Erdgas in Österreich zu ermitteln, um abschätzen zu können, welcher Spielraum für Vermischungseffekte mit Biogas bestehen, ohne die Qualitätsanforderungen beim Verbraucher zu mindern.

Das von einem österreichischen Konsumenten verbrauchte Erdgas setzt sich je nach geographischer Lage entweder nur aus importiertem (Kärnten) oder aus einer Mischung von importiertem und im Inland gefördertem Erdgas (S, OÖ, NÖ, ST) zusammen. Die österreichische Gaswirtschaft importiert 80 % des österreichischen Gesamtjahresverbrauches. 75 % der Importmenge stammen aus Russland, weitere 20 % aus Norwegen und ein kleiner Teil (5 %) aus Deutschland, wobei aber das physisch in die Regelzone Ost gelieferte Gas ausschließlich russischer Herkunft ist. In Österreich wird Erdgas von zwei Unternehmen gefördert, der OMV Erdgas GmbH in Niederösterreich sowie Oberösterreich und der Rohölaufsuchungs-AG in Oberösterreich. Die Qualität von Import- und Inlandgas unterscheidet sich zwar in einem bestimmten, konstanten Ausmaß, aber durch Vermischungseffekte wird der vom Regelzonenführer veröffentlichte Brennwert in der Regelzone Ost nie über- bzw. unterschritten. In der nachfolgenden Tabelle 19 sind die einzelnen Bestandteile von Erdgas und deren regionale Ausgestaltung in Österreich im Zeitraum von 1998 bis 2000 dargestellt.

		Durchschnittswerte von ERDGAS 1998-2000																
		Import und Inlandsförderung				Lieferung an Verbraucher												
		Importgas	Inlandsgas NO	Inlandsgas OÖ	Inlandsgas	Lieferung von Importgas		Lieferung von Importgas		Lieferung von Importgas		Lieferung von Importgas		Lieferung von Importgas		Lieferung von Importgas		
				Kärnten	Vorarlberg	Tirol	Oberösterreich	Salzburg	Wien	Niederösterreich	Burgenland	Steiermark						
CO2	%	0,09	1	0,11	0,09	0,08	0,08	0,11	0,1	0,29	0,18	0,19	0,13					
N2	%	0,81	1,13	0,44	0,81	0,84	0,83	0,66	0,6	0,75	0,83	0,78	0,82					
CH4	%	98,22	96,21	96,91	96,22	96,25	96,24	96,43	96,6	97,75	97,91	97,98	96,11					
C2H6	%	0,59	1,11	0,36	0,59	0,55	0,57	0,54	0,43	0,81	0,7	0,7	0,63					
C3H8	%	0,19	0,27	0,1	0,19	0,19	0,19	0,16	0,15	0,2	0,19	0,19	0,18					
i-C4H10	%	0,03	0,07	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,04	0,04	0,02					
n-C4H10	%	0,04	0,08	0,01	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,05	0,06	0,04	0,05					
i-C5H12	%	0,01	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,02					
n-C5H12	%	0,01	0,03	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02					
C6+	%	0,01	0,06	0,04	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,06	0,04	0,03	0,02					
Gesamtschwefel	mg/Sm³	<1	<2	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1					
Absolute Dichte		0,731	0,755	0,727	0,731	0,731	0,731	0,73	0,73	0,738	0,736	0,736	0,733					
Brennwert Hs	KWh/m³	11,072	11,047	11,078	11,072	11,064	11,067	11,081	11,086	11,114	11,103	11,097	11,081					
Wobbe-Index Ws	KWh/m³	14,725	14,458	14,772	14,725	14,717	14,719	14,744	14,756	14,711	14,717	14,719	14,717					

Tabelle 19: Durchschnittliche Bestandteile von österreichischem Erdgas [ÖVGW 2001]

Aus Tabelle 19 ist auch ersichtlich, dass die Qualität von Erdgas in den einzelnen Bundesländern abhängig von der Art der Zusammensetzung (Import- & Inlandsgas) entsprechend variiert. In den Bundesländern selbst können unterschiedliche Brennwerte auftreten, abhängig davon, ob Konsumenten direkt aus einer Fernleitung, die ausschließlich Importgas transportiert oder einem regionalen Transportnetz, an dem z.B. auch eine Erdgas-Produktionsstätte angeschlossen ist, versorgt wird. Die Konzentration der Gasbegleitstoffe liegt in der Regel deutlich unter den Grenzwerten der ÖVGW G31. Dies ist aus Sicht der Biogaseinspeisung als Zusatzgas durchaus positiv, da damit ein größerer Spielraum für die Verdünnung ggf. höhere Gasbegleitstoff-Konzentrationen des Biogases im Mischgas bestehen.

### 2.7.1.2 Brennwert von Erdgas in Österreich

In Bezug auf die Gasqualität verweisen die „Sonstigen Marktregeln, Kapitel 6 – Technisches Regelwerk“ auf die ÖVGW-Richtlinie G 31, deren Kriterien strikt einzuhalten sind. Demnach wird in den Sonstigen Marktregeln der Brennwert für die Regelzone Ost mit exakt 11,07 kWh/Nm<sup>3</sup> definiert. Weicht der vom Regelzonenführer zu ermittelnde Brennwert nicht mehr als +/- 2% von 11,07 kWh/Nm<sup>3</sup> ab, so gilt der Brennwert von 11,07 kWh/m<sup>3</sup> als Verrechnungsbrennwert für die Ermittlung sämtlicher Energiemengen. Bei der Berechnung des Brennwertes geht der Regelzonenführer dabei so vor, dass aus den Messwerten der Netzbetreiber für die eingespeisten Gasmengen für jede Stunde ein gewogener Durchschnittsbrennwert für die Regelzone Ost mit Ausnahme der Speicher ermittelt wird. In der nachfolgenden Abbildung 10 sind nun alle vom Regelzonenführer ermittelten Brennwerte seit dessen Bestehen im Oktober 2002 angeführt.

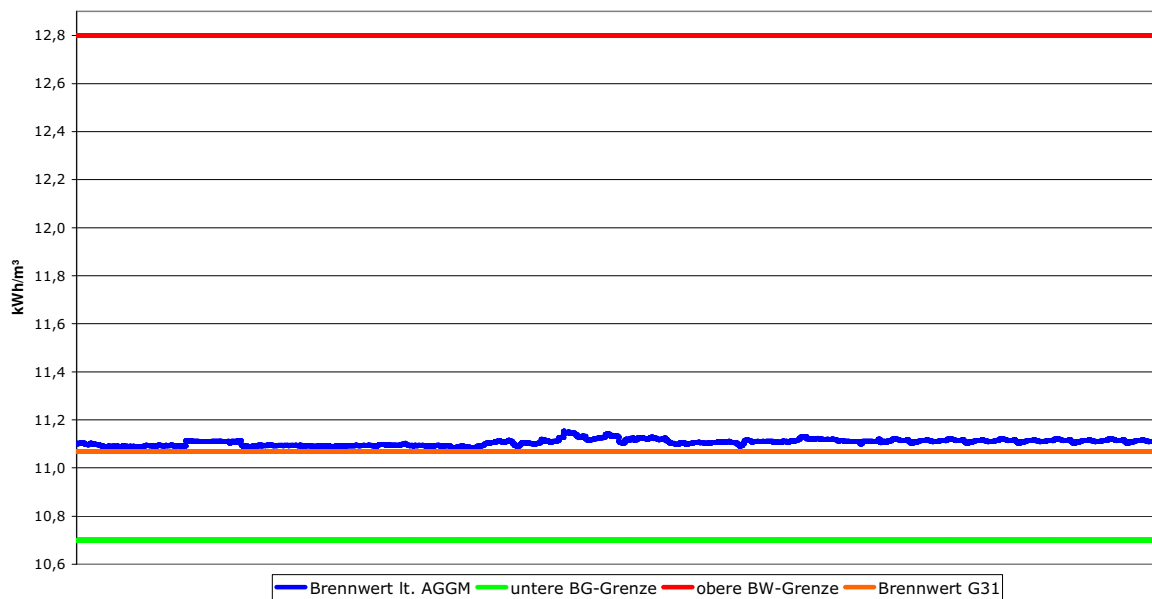


Abbildung 10: Entwicklung des Brennwertes in der Regelzone Ost [AGGM 2005]

Die Entwicklung des durchschnittlichen Brennwertes in der Regelzone Ost zeigt deutlich, dass der durch den Regelzonenführer ermittelte durchschnittliche Brennwert im Beobachtungszeitraum immer variiert, allerdings in einer kleinen Bandbreite (11,08 – 11,15 kWh/m<sup>3</sup>) und sich stets auf einem höheren Niveau als in der Regelzone Ost mit 11,07 kWh/m<sup>3</sup> definiert bewegt. Die Grenzen des Brennwertes laut ÖVGW G 31 liegen zwischen 10,7 und 12,8 kWh/m<sup>3</sup> und stellen die maximale Schwankungsbreite dar, die aufgrund der zeitweise leicht variierenden Gasqualität aus Russland für das österreichische Erdgas erreicht werden darf. Aufgrund der Durchschnittswertberechnung des Brennwertes für die Regelzone Ost erscheint eine Analyse der regionalen Brennwerte hinsichtlich deren Schwankungsbreite interessant und soll in dem nun folgenden Kapitel behandelt werden.

### 2.7.1.3 Brennwertschwankungen von Erdgas am Beispiel Oberösterreich

Die Recherchen zu dieser Studie haben ergeben, dass nur in einem einzigen Bundesland – Oberösterreich - entsprechende Brennwerte veröffentlicht werden. Abbildung 5 zeigt die Schwankungen des Brennwertes an 208 Messstellen in Oberösterreich beispielhaft am Monat Jänner 2004. Eine Analyse der Brennwertentwicklung in Oberösterreich für den Zeitraum Jänner bis Juni 2004 ergibt, dass die Schwankungsbreite ca. 11,10 bis 11,90 kWh/m<sup>3</sup> beträgt. In OÖ besteht also eine größerer Bandbreite des Brennwertes als jene des durchschnittlichen Brennwertes der Regelzone Ost, aber noch immer weit innerhalb der Grenzen der ÖVGW Richtlinie G 31.

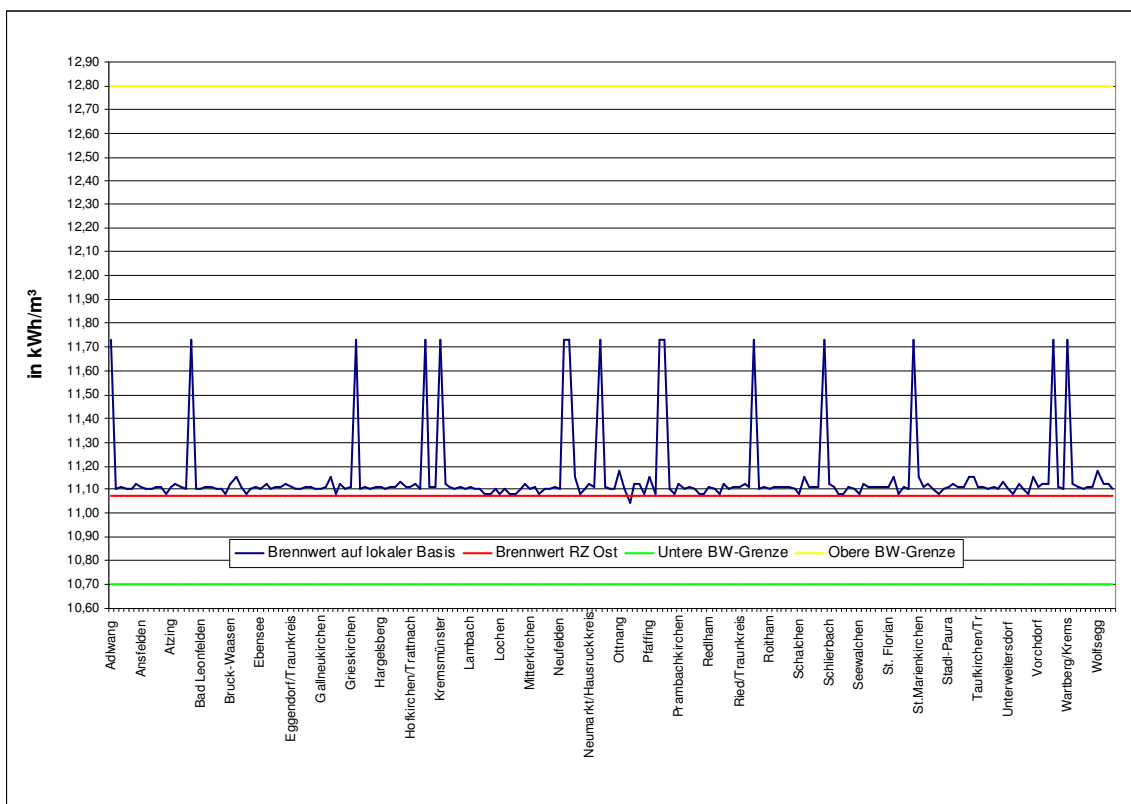


Abbildung 11: Brennwerte in OÖ – Jänner 2004 [OEF 2004]

## 2.7.2 Szenarien zur Einspeisung von Biogas

Es werden nun nachfolgend verschiedenen Szenarien diskutiert, in denen Biogas entweder als Austauschgas oder als Zusatzgas eingespeist wird. Bei der Einspeisung als Zusatzgas wird der beigemischte Biogasanteil in den Szenarien schrittweise erhöht, bis davon ausgegangen werden kann, dass das gesamte Biogaspotenzial von rund 1 Mrd m<sup>3</sup> pro Jahr ohne Methananreicherung, somit kostengünstig, eingespeist werden kann. Es werden dann jeweils die Konsequenzen für die Qualitätsanforderungen diskutiert und hinterfragt, ob dies sicherheitstechnisch machbar ist.

### 2.7.2.1 Szenario 1 – Einspeisung von Biogas als Austauschgas

Unter der Annahme, dass Biogas auf den derzeitigen in der ÖVGW-Richtlinie G31 definierten Qualitätsstandard - bezogen auf den Einspeisepunkt - aufbereitet wird, existieren keine mengenmäßigen Grenzen, um das bestehende Biogaspotenzial von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> als Austauschgas in das österreichische Gasnetz einzuspeisen.

Notwendige gesetzliche Änderungen für Szenario 1:

Keine

### 2.7.2.2 Szenario 2 – Einspeisung von Biogas als Zusatzgas ohne Änderung der brenntechnischen Anforderungen der ÖVGW G31 am Entnahmepunkt

Wird nicht aufbereitetes, aber gereinigtes Biogas ins Gasnetz als sogenanntes „Zusatzgas“ eingespeist, kommt es zur Vermischung mit Erdgas. Es entsteht ein Mischgas, dessen Qualität sowohl von den Qualitäten von Biogas und Erdgas als auch vom mengenmäßigen Mischungsverhältnis Erdgas/Biogas abhängt.

Der Brennwert des Mischgases  $BW_{\text{Mix}}$  errechnet sich dann aus dem Brennwerten des Erdgases  $BW_{\text{Erd}}$ , dem Brennwert des Biogases  $BW_{\text{Bio}}$ , sowie den Anteilen (Mischungsverhältnis) von Erdgas  $x_{\text{Erd}}$  und Biogas  $x_{\text{Bio}}$ .

Es gilt:

$$BW_{\text{Mix}} = BW_{\text{Erd}} \cdot x_{\text{Erd}} + BW_{\text{Bio}} \cdot x_{\text{Bio}} \quad (1)$$

$$x_{\text{Erd}} + x_{\text{Bio}} = 1 \quad (2)$$

Analog berechnet sich der Wobbe-Index  $WI_{\text{Mix}}$  des Mischgases

$$WI_{\text{Mix}} = WI_{\text{Erd}} \cdot x_{\text{Erd}} + WI_{\text{Bio}} \cdot x_{\text{Bio}} \quad (3)$$

sowie die Gasbegleitstoffe, hier am Beispiel CO<sub>2</sub> dargestellt:



$$\text{CO}_{2,\text{Mix}} = \text{CO}_{2,\text{Erd}} \cdot x_{\text{Erd}} + \text{CO}_{2,\text{Bio}} \cdot x_{\text{Bio}} \quad (4)$$

Um Biogas – ähnlich wie beispielsweise in der Schweiz - als Zusatzgas einspeisen zu können, müssen jedoch unterschiedliche Qualitätsanforderungen für Biogas am Einspeisepunkt und für die Zusammensetzung des Mischgases im Gasnetz bzw. am Entnahmepunkt definiert werden. Wird diese Änderung der Qualitätsanforderungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt, kann Biogas mit natürlichem CH<sub>4</sub>- und CO<sub>2</sub>-Gehalt (vgl. Tabelle 13) in einem bestimmten Ausmaß als Zusatzgas in das Gasnetz eingespeist werden, ohne hierfür die Qualitätsstandards per se zu verändern. Der Umfang der möglichen Beimischung hängt dabei auch von der Qualität des Erdgases ab, dem Biogas zugemischt wird.

Die ÖVGW-Richtlinie G31 sieht für den Brennwert eine Bandbreite von 10,7 bis 12,8 kWh/m<sup>3</sup> vor. Ausgehend von einem durchschnittlichen realistischen Minimalbrennwert von 10,94 kWh/m<sup>3</sup> für Erdgas ergibt sich ein Spielraum von rund 0,24 kWh/m<sup>3</sup> bis zur unteren Grenze. Abhängig vom Methan-Anteil des Biogases ergibt sich daraus eine maximale Einspeisemenge bzw. Zumischungsanteil.

Der maximale Zumischungsanteil  $x_{\text{Bio}}$  errechnet sich wie folgt:

$$x_{\text{Bio}} = (\text{BW}_{\text{Erd}} - \text{BW}_{\text{Mix}}) / (\text{BW}_{\text{Erd}} - \text{BW}_{\text{Bio}}) \quad (5)$$

mit einem minimalen Brennwert des Mischgases gemäß der unteren Grenze der ÖVGW G31

$$\text{BW}_{\text{Mix}} = \text{BW}_{\text{u, G31}} = 10,7 \text{ kWh/m}^3 \quad (6)$$

In Abbildung 12 sind der resultierende Brennwert und Wobbe-Index in Abhängigkeit vom Biogasanteil dargestellt.

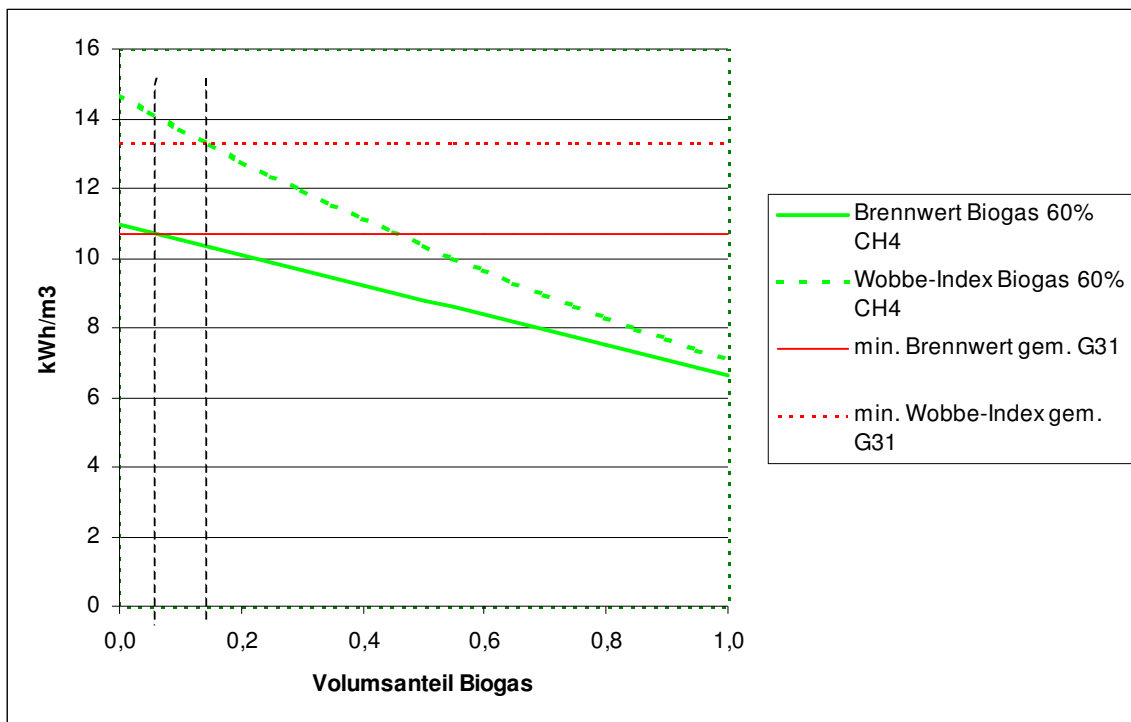


Abbildung 12: Brennwert und Wobbe-Index des Mischgases in Abhängigkeit vom Mischungsverhältnis von Biogas (60 % CH<sub>4</sub>) zu Erdgas.

Typisches Rohbiogas mit 60 % CH<sub>4</sub> und ca. 40 % CO<sub>2</sub> (vgl. Tabelle 14) besitzt einen Brennwert von 6,64 kWh/m<sup>3</sup> und kann gem. Formel (5),(6) bis zu einem Anteil von 5,6 % des Gesamtgasvolumens beigemischt werden, ohne den minimalen Brennwert der ÖVGW G31 zu unterschreiten. Wie aus Abbildung 12 ebenfalls erkenntlich ist, ist der Wobbe-Index des Mischgases nicht die limitierende Größe.

Durch den hohen CO<sub>2</sub>-Gehalt von Biogas erreicht das Mischgas aber einen CO<sub>2</sub>-Anteil von rund 2,6 %, was knapp über dem zulässigen Grenzwert der ÖVGW-Richtlinie G31 liegt. Ein ggf. vorhandener CO<sub>2</sub>-Anteil im Erdgas verstärkt diese Grenzwertüberschreitung. Da eine Anhebung des zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils auf 3 % im Mischgas (wie zB in Schweden) zu keinen nennenswerten technischen Problemen führt, erscheint eine entsprechende Anpassung sinnvoll. Bleibt die Grenze von 2 % bestehen, muss der beigemischte Biogasanteil entsprechend reduziert werden. Die Reduktion hängt dann wiederum vom CO<sub>2</sub>-Anteil des Erdgases ab. Für Erdgas mit 0,2 % CO<sub>2</sub> und typischem Rohbiogas mit 40 % CO<sub>2</sub> (60 % Methan) würde sich damit eine maximale Biogasbeimischung von 4,5 % ergeben.

Aus dem Verhältnis von 5,6 % Biogas zu 94,4 % Erdgas ergibt sich ein Wobbe-Index von 14 kWh/m<sup>3</sup>. Dieser Wert befindet sich damit innerhalb der Grenzen von 13,3 bis 15,7 kWh/m<sup>3</sup>. Aus Sicht des Wobbe-Index könnte der Anteil des Rohbiogases sogar auf etwa 15 % gesteigert werden, ohne den Grenzwert der ÖVGW G31 zu unterschreiten.

Die maximale Menge unaufbereiteten, aber gereinigten typischen Rohbiogases (60 % Methan), die als Zusatzgas in das österreichische Gasnetz eingespeist werden kann, ohne

die brenntechnischen Daten der ÖVGW G31 an sich zu ändern, beträgt somit 5,6 %. Bei einem Inlandsverbrauch von 8,9 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas im Jahre 2003 ergibt das eine in Österreich theoretisch einspeisbare Biogasmenge von maximal ca. 0,5 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas.

In der Praxis ist dieser Wert jedoch nicht erreichbar, da er voraussetzt, dass zu jeder Zeit und in jedem Verteilnetz ein Anteil von 6,4 % Biogas beigemischt wird. Davon kann aber nicht ausgegangen werden. Die tatsächlich in der Praxis „genutzte“ Biogas-Menge wird sich auf höchstens 20 - 40 % des theoretischen Maximalwertes belaufen, das sind rund 100 - 200 Mio. m<sup>3</sup> Biogas. Dh, es können in diesem Szenario nur etwa 10 - 20 % des Biogaspotenzials von rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> (siehe auch Kapitel.2.5.2.5) zur Netzeinspeisung genutzt werden.

#### Notwendige gesetzliche Änderungen für Szenario 2:

1. Änderung der ÖVGW G31: Bezugspunkt für die Qualitätsanforderungen muss die Gasqualität im Gasnetz bzw. am Entnahmepunkt sein und nicht, wie derzeit, am Einspeisepunkt.
2. Erhöhung des minimal zulässigen Erdgas-Brennwertes am Einspeisepunkt von dzt. 10,7 auf 10,94 kWh/m<sup>3</sup>
3. Erhöhung des zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im Mischgas von dzt. 2 % auf 3 % und Begrenzung des maximal zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im eingespeisten Erdgas auf 0,4 %.

Aufgrund der geringen Nutzungsmöglichkeit des vorhandenen Biogaspotenzials in Szenario 2 erscheinen daher weiterführende Maßnahmen notwendig, die in weiteren Szenarien erörtert werden, um eine quantitativ ausreichende kostengünstige Einspeisemöglichkeit von Biogas als Zusatzgas in Zukunft zu garantieren.

#### **2.7.2.3 Szenario 3a – Biogas als Zusatzgas und Änderungen der brenntechnischen Daten der ÖVGW G31 für Mischgas um 5 %**

Wie Szenario 2 gezeigt hat, ist der limitierende Faktor für die Einspeisung von Biogas der minimale Brennwert des Mischgases gemäß ÖVGW G31 und der zulässige CO<sub>2</sub>-Gehalt.

Es wird nun eine weiterreichende Modifikation der Richtlinie G31 betrachtet. In diesem Szenario 3 wird vorgeschlagen, die Gültigkeit der Richtlinie G31 auf die Qualitätsanforderungen des eingespeisten Erdgases einzuschränken – was ihrer ursprünglichen historischen Bedeutung entspricht – und für die Qualitätsanforderungen des Mischgases bzw. des Gases am Entnahmepunkt eine eigene Richtlinie zu schaffen.

Die ÖVGW-Richtlinie G31 wurde für die Einspeisung von Erdgas in das österreichische Gasnetz basierend auf der Qualität von Importgas erarbeitet, um eine sichere Versorgung und einen fehlerfreien Betrieb der Infrastruktur zu ermöglichen. Die brenntechnischen Kenndaten der G31 für Erdgas zeigen dabei eine großzügige Schwankungsbreite auf, die - wie bereits in Kapitel 2.7.1 ausführlich dokumentiert - in der Realität bei weitem nicht erreicht werden. Da die Qualität von österreichischem Erdgas fast ausschließlich von den Qualitätsstandards der russischen Produktionsstätten abhängig ist und in Österreich kaum

beeinflusst werden kann, ist eine substantielle Veränderung der Richtlinie G31 für die Qualitätsanforderungen für Erdgas bei der Einspeisung nicht sinnvoll.

Sehr wohl sinnvoll ist es jedoch, neue, separate Qualitätsanforderungen des Gases bzw. des Mischgases am Entnahmepunkt, also beim Verbraucher, sowie ggf. spezielle Qualitätsanforderungen für Biogas am Einspeisepunkt zu definieren.

Um den beigemischten Biogas-Anteil zu erhöhen, müssen die unteren Grenzen brenntechnischer Kenndaten der neuen Richtlinie gegenüber jenen der ÖVGW G31 abgesenkt werden. Abbildung 13 zeigt den zulässigen Biogasanteil bei einer Absenkung des unteren Grenzwert von Brennwert und Wobbe-Index um jeweils 5 % gegenüber der G31. Der untere Grenzwert für den Brennwert beträgt somit  $10,16 \text{ kWh/m}^3$ , jener für den Wobbe-Index  $12,63 \text{ kWh/m}^3$ .

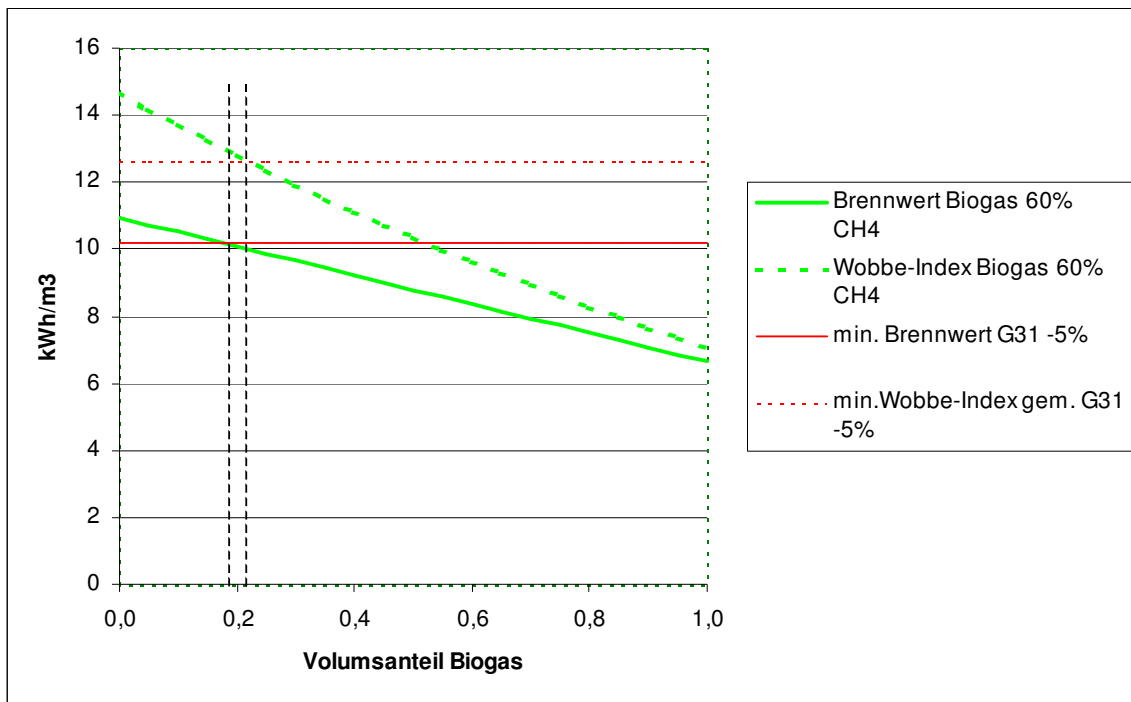


Abbildung 13: Zulässige Beimischung von Biogas bei Absenkung der brenntechnischen Grenzwerte der ÖVGW G31 um – 5%

Biogas mit einem  $\text{CH}_4$ -Anteil von 60 % und 40 %  $\text{CO}_2$  weist einen Brennwert von  $6,64 \text{ kWh/m}^3$  auf und kann gem. Formel (5),(6) nun bis zu einem Anteil von 18,1 % beigemischt werden. Wie aus Abbildung 13 ebenfalls erkenntlich ist, ist der Wobbe-Index des Mischgases nicht die limitierende Größe. Er beträgt bei einem Anteil von 18,1 % Biogas  $13,3 \text{ kWh/m}^3$  und liegt damit an der unteren Grenze der (nicht modifizierten) ÖVGW G31.

Ein Beimischungsanteil von 18,1 % entspricht einer absoluten theoretischen Biogas-Einspeisemenge von etwa 1,6 Mrd.  $\text{m}^3$ . Wie in Szenario 2 bereits ausgeführt, dürfte die

tatsächlich in der Praxis nutzbare Menge jedoch nur bei 20 – 40 % des theoretischen Maximalwertes liegen, was einer Menge von 0,32 bis 0,64 Mrd. m<sup>3</sup> entspricht. D.h. auch in diesem Szenario kann das in Österreich vorhandene Biogaspotenzial von rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> nicht vollständig als kostengünstiges Zusatzgas ins Netz eingespeist werden.

Um dieses Potenzial ausnützen zu können, muss aber auch der zulässige CO<sub>2</sub>-Anteil im Mischgas von dzt. 2 % gem. ÖVGW G31 auf etwa 8 % erhöht werden.

#### Notwendige gesetzliche Änderungen für Szenario 3a:

1. Einschränkung der Gültigkeit der ÖVGW G31 auf die Einspeisung von Erdgas ins Erdgasnetz.
2. Erhöhung des minimal zulässigen Erdgas-Brennwertes am Einspeisepunkt von dzt. 10,7 auf 10,94 kWh/m<sup>3</sup>
3. Neue Richtlinie für die Qualitätsanforderungen des Mischgases im Netz bzw. am Entnahmepunkt.
4. Senkung des Brennwertes der neuen Richtlinie um 5 % gegenüber der Richtlinie G31 auf 10,16 kWh/m<sup>3</sup>, der untere Grenzwert für den Wobbe-Index kann hingegen mit 13,3 kWh/m<sup>3</sup> beibehalten werden.
5. Erhöhung des zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im Mischgas auf 8 % und Begrenzung des maximal zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im eingespeisten Erdgas auf 0,4 %.

Auf die Problematik eines hohen CO<sub>2</sub>-Anteils wird nachfolgend noch eingegangen.

#### **2.7.2.4 Szenario 3b – Biogas als Zusatzgas und Absenkung der brenntechnischen Daten der ÖVGW G31 für Mischgas um 8 %**

Szenario 3b unterscheidet sich von 3a in einer noch stärkeren Modifikation der brenntechnischen Kenndaten der Richtlinie G31.

Abbildung 14 zeigt den zulässigen Biogasanteil bei einer Absenkung des unteren Grenzwerts des Brennwerts und des Wobbe-Index um 8 % gegenüber der G31. Der untere Grenzwert für den Brennwert beträgt somit 9,84 kWh/m<sup>3</sup>, jener für den Wobbe-Index 12,2 kWh/m<sup>3</sup>.

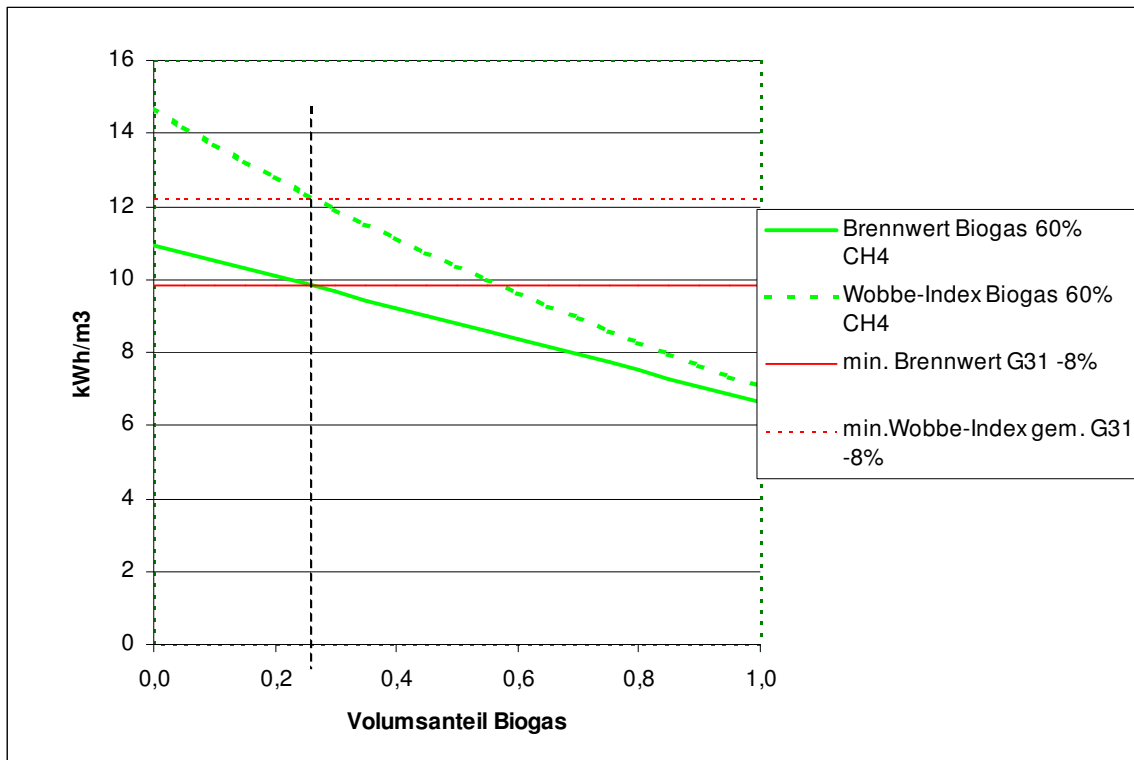


Abbildung 14: Zulässige Beimischung von Biogas bei Senkung der unteren brenntechnischen Grenzen der ÖVGW G31 um – 8 %

Typische Rohbiogas mit einem CH<sub>4</sub>-Anteil von 60 % und einem Brennwert von 6,64 kWh/m<sup>3</sup> kann gem. Formel (5),(6) nun bis zu einem Anteil von 25,6 % des Gesamtgasvolumens beigemischt werden. Wie aus Abbildung 14 zu sehen ist, ist der Wobbe-Index des Mischgases nun ebenfalls eine limitierende Größe. Für einen Biogasanteil von 25,8 % ergibt sich für das Mischgas ein Wobbe-Index von 12,7 kWh/m<sup>3</sup>, was unter der derzeit gültigen Grenze gemäß ÖVGW G31 liegt.

Eine Biogasbeimischung von 25,6 % entspricht einer absoluten theoretischen Biogasmenge von etwa 2,3 Mrd. m<sup>3</sup>. Da in der Praxis die tatsächlich nutzbare Menge jedoch nur bei 20 – 40 % des theoretischen Maximalwertes liegen wird, entspricht das einer nutzbaren Menge von 0,46 bis 0,92 Mrd. m<sup>3</sup>. Das bedeutet, dass mit dieser Änderung der erforderlichen brenntechnischen Kenndaten ein Großteil, aber möglicherweise nicht das gesamte österreichische Biogaspotenzial in Form von Zusatzgas zur Netzeinspeisung genutzt werden könnte.

Um dieses noch höhere Potenzial ausnützen zu können, muss der zulässige CO<sub>2</sub>-Anteil im Mischgas noch weiter erhöht werden, und zwar von dzt. 2 % gem. ÖVGW G31 auf mind. 10,5 % .

#### Notwendige gesetzliche Änderungen für Szenario 3b:

1. Einschränkung der Gültigkeit der ÖVGW G31 auf die Einspeisung von Erdgas ins Erdgasnetz.

2. Erhöhung des minimal zulässigen Erdgas-Brennwertes am Einspeisepunkt von dzt. 10,7 auf 10,94 kWh/m<sup>3</sup>
3. Neue Richtlinie für die Qualitätsanforderungen des Mischgases im Netz bzw. am Entnahmepunkt.
4. Senkung der brenntechnischen Kenndaten der neuen Richtlinie gegenüber der Richtlinie G31. Absenkung des unteren Grenzwerts für den Brennwert um 8 % auf 9,84 kWh/m<sup>3</sup> und jenen für den Wobbe-Index ebenfalls zumindest 5 % auf 12,7 kWh/m<sup>3</sup>.
5. Erhöhung des zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im Mischgas auf 11 %. und Begrenzung des maximal zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im eingespeisten Erdgas auf 0,4 %.

### 2.7.2.5 Szenario 4 – Biogas als angereichertes Zusatzgas ohne Änderung der brenntechnischen Anforderungen der ÖVGW G31 am Entnahmepunkt

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass das Rohbiogas bis zu einem Methananteil von 90 % angereichert wird, jedoch nicht auf Erdgasqualität. In der Praxis hat das den Vorteil, dass damit bei manchen Anreicherungsverfahren (vgl. Kapitel 4) keine zusätzliche Flüssiggasdosierung erforderlich ist, die zu erheblichen Zusatzkosten führt. Verschiedene Anreicherungsverfahren (zB. Gaspermeation) sind zudem kostengünstiger zu betreiben, wenn der Methangehalt nur knapp 90 % erreichen muss.

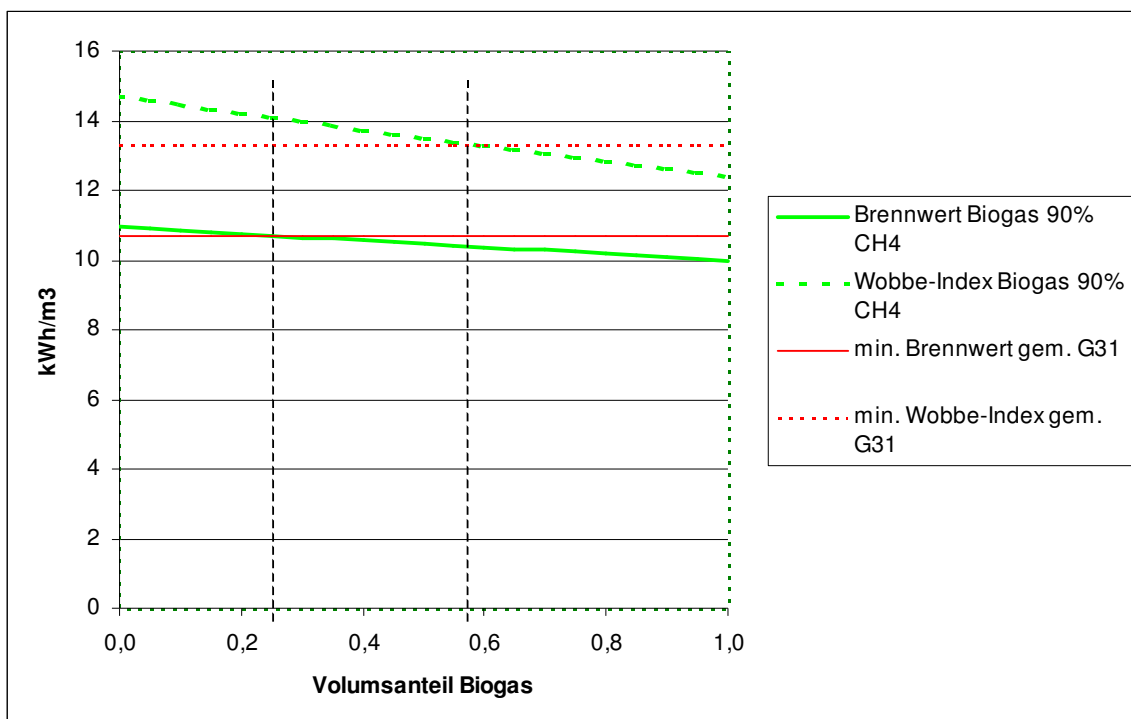


Abbildung 15: Brennwert und Wobbe-Index des Mischgases in Abhängigkeit vom Mischungsverhältnis angereichertem Biogas (90 % CH<sub>4</sub>) zu Erdgas.

Angereichertes Biogas mit einem  $\text{CH}_4$ -Gehalt von 60 %  $\text{CH}_4$  (ca. 10 %  $\text{CO}_2$ ) weist einen Brennwert von  $10,0 \text{ kWh/m}^3$  auf und kann gem. Formel (5),(6) bis zu einem Anteil von 25,5 % des Gesamtgasvolumens beigemischt werden, ohne den minimalen Brennwert der ÖVGW G31 von  $10,7 \text{ kWh/m}^3$  zu unterschreiten. Wie aus Abbildung 15 ebenfalls erkenntlich ist, ist der Wobbe-Index des Mischgases nicht die limitierende Größe.

Durch den  $\text{CO}_2$ -Gehalt des angereicherten Biogases von etwa 10 % erreicht das Mischgas einen  $\text{CO}_2$ -Anteil von rund 2,5 %, was knapp über dem zulässigen Grenzwert der ÖVGW-Richtlinie G31 liegt. Der  $\text{CO}_2$ -Anteil im Erdgas verstärkt diese Grenzwertüberschreitung.

Hinsichtlich des Wobbe-Index könnte der Anteil des angereicherten Biogases sogar auf etwa 55 % gesteigert werden, ohne den diesbezüglichen Grenzwert der ÖVGW G31 zu unterschreiten.

Die maximale Einspeisemenge von Biogas, das auf einen  $\text{CH}_4$ -Gehalt von 90 % angereichert wurde, beträgt somit 25,5 %. Bei einem Inlandsverbrauch von 8,9 Mrd.  $\text{m}^3$  Erdgas im Jahre 2003 ergibt sich eine in Österreich theoretisch einspeisbare Biogasmenge (mit einem Methangehalt von 90 %) von etwa 2,22 Mrd.  $\text{m}^3$  Biogas.

Wie bereits ausgeführt wurde, ist dieser Wert jedoch nicht erreichbar. Die tatsächlich in der Praxis „genutzte“ Biogas-Menge wird sich auf höchstens 20 - 40 % des theoretischen Maximalwertes belaufen, das sind in diesem Szenario rund 440 - 880 Mio.  $\text{m}^3$  Biogas mit 90 % Methangehalt. Das entspricht einer Menge von 0,66 bis 1,3 Mrd.  $\text{m}^3$  typischem Rohbiogas mit einem Methangehalt von 60 %. Dh, es kann in diesem Szenario annähernd das gesamte Biogaspotenzial von etwa 1 Mrd.  $\text{m}^3$  zur Netzeinspeisung von angereichertem Zusatzgas genutzt werden.

#### Notwendige gesetzliche Änderungen für Szenario 4:

4. Änderung der ÖVGW G31: Bezugspunkt für die Qualitätsanforderungen muss die Gasqualität im Gasnetz bzw. am Entnahmepunkt sein und nicht, wie derzeit, am Einspeisepunkt.
5. Erhöhung des minimal zulässigen Erdgas-Brennwertes am Einspeisepunkt von dzt.  $10,7$  auf  $10,94 \text{ kWh/m}^3$
6. Erhöhung des zulässigen  $\text{CO}_2$ -Anteils im Mischgas von dzt. 2 % auf 3 % und Begrenzung des maximal zulässigen  $\text{CO}_2$ -Anteils im eingespeisten Erdgas auf 0,4 %.

### **2.7.3 Technische Konsequenzen einer Änderung der brenntechnischen Kenndaten einer neuen Qualitätsrichtlinie**

Wie einige der vorhergehenden Szenarien gezeigt haben, ist es ggf. sinnvoll, die zulässigen brenntechnischen Grenzwerte des Mischgases im Netz abzusenken, um im nennenswerten Umfang Biogas als angereichertes oder nicht angereichertes Zusatzgas ins Gasnetz einspeisen zu können. Weiters sollte der zulässige Anteil an  $\text{CO}_2$  im Mischgas deutlich erhöht werden. Es werden nun die technischen Konsequenzen dieser Änderungen diskutiert.



Die Änderungen müssen dabei vor allem in Hinblick auf die Auswirkungen auf die Gasgeräte bei den Endverbrauchern hin untersucht werden.

Gasgeräte können in aller Regel ohne Umbaumaßnahmen auf neue brenntechnischen Daten eingestellt werden. Diese Einstellung kann bspw. kostensparend im Rahmen der jährlichen Inspektion der Gasgeräte erfolgen. In diesem Zusammenhang müssen allerdings weitere wichtige Rahmenbedingungen beachtet werden. Eine Neueinstellung der Gasgeräte bedingt eine kontinuierliche Qualität des gelieferten bzw. entnommenen Gases. Allzu hohe Schwankungen in der gelieferten Gasqualität führen zu technischen Problemen bei den Gasgeräten und stellen eine Gefährdung der Sicherheit dar.

Eine Verringerung des Brennwertes und der übrigen brenntechnischen Faktoren bedeutet einen geringeren Energieinhalt des gelieferten Mischgases. Somit muss natürlich eine bestimmte Mehrmenge an den Konsumenten geliefert werden, um die gleiche Leistung wie bei Erdgas zu erhalten. Die Lieferung von Mehrmengen kann allerdings in lokalen Erdgasleitungen bei zu geringer Leitungsdimension zu Kapazitätsengpässen führen, wodurch wiederum die Versorgungssicherheit nicht garantiert werden kann. Ein Ausbau bzw. eine Erweiterung dieser allfällig betroffenen Leitungen muss wiederum auf Kosten aller Erdgaskunden im Rahmen einer Erhöhung des Systemnutzungsentgeltes finanziert werden.

Die derzeitige volumsabhängige Mengenabrechnung basiert auf dem Umrechnungsfaktor von Kubikmeter auf Kilowattstunden im Ausmaß von 1 zu 11,07. Im Falle einer Senkung des Brennwertes auf zB 10 kWh/m<sup>3</sup> müsste dieser Umrechnungsfaktor natürlich entsprechend angepasst werden. Sollte der Energiegehalt des gelieferten Gases größeren Schwankungen unterliegen, müsste von der volumsabhängigen (m<sup>3</sup>) Abrechnung auf thermische (kWh) Abrechnung umgestellt werden.

Weiters ist zu beachten, dass die relative Dichte, also das Verhältnis des zu transportierenden trockenen Gases und der trockenen Luft nicht den Faktor 1 übersteigen darf. Im gegenteiligen Fall würde das schwerere Gas an den Boden der Gasleitungen sinken und ein sicherheitstechnisches Risiko darstellen [Gikopoulos 2004/1].

#### Niedrigerer Brennwert:

Für den Fall, dass der Brennwert in einer neuen Qualitätsrichtlinie unter das derzeitige Niveau gesetzt werden würde, müssten bei Gasgeräten lediglich die Brennereinheiten auf den neuen Wert eingestellt werden, andernfalls wäre eine optimale Nutzung des Energieinhaltes des Brennstoffes nicht gewährleistet. Weitere technischen Beeinträchtigungen bei Gasgeräten treten in diesem Fall nicht auf [Gikopoulos 2004/1].

#### Niedrigerer Wobbe-Index:

Ein unter demzeitigem Niveau anzusetzender Wobbe-Index einer neuen Richtlinie führt zu denselben Konsequenzen wie bei einem niedrigeren Brennwert, auch in diesem Fall sind außer Brennereinstellungen auf den neuen Wert keine weiteren Arbeiten bei Gasgeräten durchzuführen bzw. weitere technische Einschränkungen oder Gefahren zu erwarten [Gikopoulos 2004/1].

## 2.7.4 Änderung der Grenzwerte der Gasbegleitstoffe

In den vorangegangenen Überlegungen wurden bislang nur eine Modifikation der brenntechnischen Kenndaten und CO<sub>2</sub> erörtert, nicht jedoch die Gasbegleitstoffe. Um künftig eine friktionsfreie und ungefährliche Einspeisung des gesamten Biogaspotenzials in das österreichische Gasnetz zu ermöglichen, aber auch, um den Reinigungsaufwand des Biogases gering zu halten, sollen nun die Modifikationsmöglichkeiten bzw. -notwendigkeiten der Gasbegleitstoffe einer neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas gegenüber der bestehenden ÖVGW-Richtlinie G31 für Erdgas untersucht werden.

### Kohlenwasserstoffe:

Die Richtlinie G31 sieht für Kohlenwasserstoffe – im Fall von Biogas ausschließlich Methan - einen Kondensationspunkt von max. 0° Celsius bei Betriebsdruck vor. Eine Änderung des Kondensationspunktes – unabhängig davon, ob dieser am Einspeise- oder Entnahmepunkt definiert wird - erscheint bei aktuellem Betriebsdruck aufgrund der Gefahr der Kondensation und der damit verbundenen Korrosion und Gashydratbildung als nicht sinnvoll. Die damit verursachten Schäden in den Gasleitungen würden zu hohen Instandhaltungskosten führen, die über eine Erhöhung der Systemnutzungstarife von allen Erdgasverbrauchern zu tragen wäre. Mit anderen Worten: in eine neue Qualitätsrichtlinie für Mischgas sollte der Grenzwert der G31 übernommen werden [Gikopoulos 2004/1].

### Wasser

Laut Richtlinie G31 muss der Kondensationspunkt für Wasser bei maximal –8°C bei einem Druck von 40 bar am Einspeisepunkt liegen. Diesem Kriterium entspricht eine Wasserdampfkonzentration von 51,76 mg/m<sup>3</sup> in Gas am Einspeisepunkt. Unter der Annahme, dass dieser Grenzwert für Mischgas künftig am Entnahmepunkt gelten soll, und unter Berücksichtigung der konventionellen technischen Möglichkeiten, dass Biogas bei einem Taupunkt von +4° und 1.000 mbar Luftdruck getrocknet werden kann, bedeutet die Einspeisung von zB 5 % Biogas, dass der Taupunkt des Mischgases am Entnahmepunkt nun bei 0° C und 10 bar liegt. Dieses Mischgas kann in der gesamten Netzebene 3 (< 6 bar) verteilt werden. Für die Einspeisung von 30 % Biogas unter den gleichen Annahmen bedeutet dies, dass das Mischgas am Entnahmepunkt einen Taupunkt von nur noch –1°C und 2 bar vorliegt, was zur Konsequenz hat, dass dieses Mischgas nur in der Ortsgasversorgung < 1 bar eingesetzt werden könnte. Es wird daher empfohlen, in einer neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas den Taupunkt auf 0°C bei 10 bar zu erhöhen. Die Einspeisung von Biogas (Luftrocknung: Taupunkt von +4° und 1.000 mbar Luftdruck) auf Netzebene 2 würde eine frühe Kondensation von Wasser bedeuten, was wiederum zu Problemen bei der Verdichtung führen kann. Aus diesem Grund muss Biogas bei der Einspeisung in die Netzebene 2 entsprechend aufwändiger getrocknet werden, um Kondensation zu vermeiden [Gikopoulos 2004/1].

### Sauerstoff:

Der Sauerstoffanteil am Einspeisepunkt muss laut aktueller Richtlinie G31 für Erdgas unter einem MOL-Anteil von 0,5 % liegen. Da bei der Biogasproduktion angestrebt wird, keinen Sauerstoff einzubringen (anaerober Vergärungsprozess), kann davon ausgegangen werden, dass diese Grenze nicht angepasst werden muss [Gikopoulos 2004/1].

Kohlendioxid:

In der aktuellen ÖVGW-Richtlinie ist für Kohlendioxid ein maximaler Wert von  $\leq 2\%$  Vol.-Anteilen definiert. Die Folge eines erhöhten Kohlendioxidanteils in Gasen ist ein reduzierter Anteil von Methan, die relative Dichte erhöht sich und damit verbunden sinkt der Wobbe-Index. Als Konsequenz müssten lediglich die Endgeräte auf den neuen Wobbe-Index Wert eingestellt werden [Gikopoulos 2004/1]. Auch Tretter hat festgestellt, dass Gasgeräte bis zu einer CO<sub>2</sub>-Konzentration von 6% problem- und gefahrlos betrieben werden können, bei darüber hinausgehenden Grenzwerten sind technische Adaptionen in Form von Brennereinstellungen vonnöten [Tretter 2003, S. 207].

Stickstoff:

Die ÖVGW-Richtlinie G31 schreibt zwar eine Obergrenze von 5% Vol-Anteilen an Stickstoff vor, allerdings stellt dieser Gasbegleitstoff aufgrund des geringen Anteils in Biogas keinen sonderlich relevanten Parameter dar. Um aber den Grenzwert von 5%-Volumsanteilen Stickstoff von Mischgas am Entnahmepunkt einzuhalten, könnte aber Biogas mit einem Anteil von Stickstoff im Ausmaß von 84% am Einspeisepunkt beigemischt werden, eine Änderung der Obergrenze erscheint daher nicht notwendig [Gikopoulos 2004/1].

Wasserstoff:

In der Richtlinie G31 wird eine Obergrenze von 4 Vol.% Wasserstoff definiert. Dieser Gasbegleitstoff tritt bei Biogas in einem sehr geringen Ausmaß von 0 - 1% auf, daher erscheint eine Änderung der aktuellen Höchstgrenze nicht notwendig [Gikopoulos 2004/1].

Gesamtschwefel:

Da in Bezug auf Biogas davon ausgegangen werden kann, dass Schwefel ausschließlich in Form von Schwefelwasserstoff und Mercaptanen vorkommen kann, wird an dieser Stelle auf eine Diskussion und eine damit verbundene Änderung der Gesamtschwefelkriterien verzichtet und auf die nachfolgenden Abschnitte von Mercaptanschwefel und Schwefelwasserstoff verwiesen.

Mercaptanschwefel:

Mercaptanschwefel ist in Biogas in nur sehr geringem Ausmaß vorhanden. Eine Obergrenze von 6 mg/m<sup>3</sup> bei Mischgas am Entnahmepunkt würde die Einspeisung von 5 % Biogas mit einem Anteil Mercaptanschwefel im Ausmaß von 63,0 mg/m<sup>3</sup> und von 30% Biogas mit einem Anteil Mercaptanschwefel im Ausmaß von 10,5 mg am Einspeisepunkt ermöglichen (unter der Annahme, dass in Erdgas 3 mg Mercaptanschwefel enthalten ist), eine Änderung des diesbezüglichen Grenzwertes von 6 mgS/m<sup>3</sup> erscheint daher nicht notwendig [Gikopoulos 2004/1].

Schwefelwasserstoff:

Abhängig von der Art der Aufbereitung kann Schwefelwasserstoff in höheren Konzentrationen (50-60 mgS/m<sup>3</sup>) in Biogas enthalten sein. Dieser Gasbegleitstoff kann in entsprechendem Konzentrat vor allem bei Aufbereitungsanlagen und natürlich auch in den nachgelagerten Netzen zu Korrosionsschäden führen. Unter Berücksichtigung von einer aktuellen Obergrenze von 5 mgS/m<sup>3</sup> für Mischgas am Entnahmepunkt und unter der Annahme, dass maximal 2,5 mgS/m<sup>3</sup> Schwefelwasserstoff in Erdgas enthalten sein kann, ist

die Einspeisung von 5 % Biogas mit einer Schwefelwasserstoffkonzentration von 52,5 mgS/m<sup>3</sup> und von 30 % Biogas mit einer Schwefelwasserstoffkonzentration von 8,8 mgS/m<sup>3</sup> möglich. Aufgrund der mit Schwefelwasserstoff verbundenen Beschädigungsgefahren bei Aufbreitungsanlagen und Gasnetzen sollte daher der aktuelle Grenzwert der ÖVGW-Richtlinie von  $\leq 5$  mg/m<sup>3</sup> beibehalten werden [Gikopoulos 2004/1].

Kohlenstoffoxidsulfid:

Aufgrund der Tatsache, dass Kohlenstoffoxidsulfid in Biogas nicht auftritt, ist eine entsprechende Änderung des diesbezüglichen Grenzwertes von 5 mgS/m<sup>3</sup> nicht notwendig [Gikopoulos 2004/1].

Halogenverbindungen:

Halogenverbindungen können zwar in sehr geringem Umfang in Biogas (v.a. bei Kläranlagen) enthalten sein, stellen aber einen Störstoff im biologischen Prozess dar und sollten daher aus dem Produktionsprozess möglichst eliminiert werden. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle der derzeitige Grenzwert von 0 mg/m<sup>3</sup> nicht abgeschwächt Biogas sollte daher ohne Halogenverbindungen in das Gasnetz eingespeist werden [Gikopoulos 2004/1].

Ammoniak:

Aufgrund der Korrosionsgefahr und der Gefahr der nachhaltigen Schädigung des öffentlichen Gasnetzes muss Biogas von Ammoniak gereinigt werden, bevor es in eingespeist wird. Aus diesem Grund erscheint eine diesbezügliche Änderung der aktuellen Richtlinie G31 nicht angebracht [Gikopoulos 2004/1].

Fest- und Flüssigbestandteile:

Bei Biogas handelt es sich um ein Wasserdampf-gesättigtes Gas, daher kann es bei Temperatursenkungen zu Auskondensation von Flüssigkeitsbestandteilen (Wasser und wasserlösliche Gaskomponenten) kommen. Diese flüssigen als auch mögliche feste Bestandteile des Biogases müssen durch entsprechende Filter aus dem Biogas entfernt werden, da diese die Verdichtung und Messung des Gases nachteilig beeinflussen würden. Aus diesem Grund erscheint eine diesbezügliche Änderung der aktuellen Richtlinie G31 nicht zweckmäßig [Gikopoulos 2004/1].

## 2.8 Vorschlag für neue Qualitätsrichtlinien für Mischgas

Ausgehend vom dem Ziel, die Einspeisung des gesamten österreichischen Biogaspotenzials im Ausmaß von 1 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas in das öffentliche Gasnetz zu ermöglichen, wurden in den vorangegangenen Kapiteln Überlegungen zur Änderung der brenntechnischen Daten bzw. der Gasbegleitstoffe unter Vermeidung von Schäden am Gasnetz angestellt. Als Basis für diese Überlegungen dient die aktuelle ÖVGW-Richtlinie für die Einspeisung von Erdgas in das öffentliche Gasnetz, bezogen auf den Einspeisepunkt. Als Ergebnis wird nun in ein Vorschlag für eine neue Qualitätsrichtlinien für Mischgas, bezogen auf den Entnahmepunkt, vorgestellt.

Ergänzend zu dieser neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas sind jedoch noch in Bezug auf die Gasqualitäten insgesamt folgende gesetzlichen Änderungen notwendig.

1. Neue Richtlinie für die Qualitätsanforderungen des Mischgases im Netz bzw. am Entnahmepunkt.
2. Einschränkung der Gültigkeit der ÖVGW G31 auf die Einspeisung von Erdgas ins Erdgasnetz.
3. Erhöhung des minimal zulässigen Erdgas-Brennwertes am Einspeisepunkt von dzt. 10,7 auf 10,94 kWh/m<sup>3</sup>
4. Begrenzung des maximal zulässigen CO<sub>2</sub>-Anteils im eingespeisten Erdgas auf 0,4 %.

In Tabelle 20 sind die Grenzwerte für die vorgeschlagene neue Qualitätsrichtlinie angeführt

<b>Brenntechnische Daten</b>		
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 %

<b>Gasbegleitstoffe</b>		
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 20: Qualitätskriterien für eine neue Qualitätsrichtlinie für Mischgas

Im Vergleich zur ÖVGW-Richtlinie G31 müssen für eine neue Richtlinie für Mischgas vor allem die brenntechnischen Daten entsprechend angepasst werden, um eine ausreichende Einspeisung von Biogas in das Gasnetz zu ermöglichen. Es wird zusätzlich empfohlen, ähnlich wie in Deutschland Nennwerte und maximal zulässige Schwankungsbreiten des Brennwertes und des Wobbe-Index zu definieren.

Die Nennwerte für Brennwertes und Wobbe-Index sollen in einem Teilnetz des Gasnetzes in einem bestimmten Bereich vom Verteilnetzbetreiber frei wählbar sein. Um diese Nennwerte

dürfen die tatsächlichen Werte in einem bestimmten Ausmaß schwanken, vorgeschlagen wird eine Schwankungsbreite von +/- 10 %, was der derzeitigen ÖVGW G31 entspricht. Je nach (wachsendem) Biogasanteil kann der Nennwert dann optimal gewählt werden

Konkret wird vorgeschlagen den unteren Grenzwert des Brennwertes von 10,7 auf 9,0 kWh/m<sup>3</sup> bzw. des Wobbe-Index von 13,3 auf 11,0 kWh/m<sup>3</sup> abzusenken. Die unteren Grenzen für die Nennwerte liegen entsprechend höher. Diese Anpassung führt zu keinen technischen Problemen, es müssen lediglich die Gasgeräte auf die neuen brenntechnischen Daten (vom Verteilnetzbetreiber verlautbarten Nennwerte) umgestellt werden, um eine effiziente Energienutzung zu ermöglichen. Nach erfolgter Neujustierung ist eine entsprechend konstante Qualität des gelieferten Mischgases mit einer maximalen Schwankungsbreite von +/- 10 % zu gewährleisten.

Wird diese Anpassung der brenntechnischen Daten vorgenommen, dann kann das österreichische Biogaspotenzial in hohem Maß zur Netzeinspeisung genutzt werden.

Auf Basis der vorangegangenen Szenarien können folgende Optionen zusammengefasst werden:

- Einspeisung von nicht angereichertem, kostengünstigem Zusatzgas mit typischer Rohbiogasqualität (60 % Methan) im Ausmaß von rund 25 % des Gesamtvolumenstroms im jeweiligen Teilnetz, das entspricht einer absoluten Einspeisemenge von 0,46 bis 0,92 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr.
- Alternativ: Einspeisung von angereichertem Zusatzgas mit 90% Methangehalt im Ausmaß von bis zu 100 % des Gesamtvolumenstroms im jeweiligen Teilnetz, das entspricht in der Praxis einem Volumen von rund 1,8 bis 3,6 Mrd. m<sup>3</sup>, was deutlich über dem verfügbaren Biogaspotenzial liegt.
- Alternativ: selbstverständlich besteht auch bei geänderten Qualitätsanforderungen die Möglichkeit, Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und als Austauschgas einzuspeisen. Dies macht ökonomisch jedoch dann keinen Sinn.

Die Analyse der Einspeisemöglichkeiten des gesamten Biogaspotenzials in Bezug auf Gasbegleitstoffe hat ergeben, dass die angeführten Grenzwerte einerseits ausreichend dimensioniert sind bzw. diese Gasbegleitstoffe in nur sehr geringer Konzentration in Biogas enthalten sind und andererseits aus sicherheitstechnischen Gründen (Korrosionsgefahr) nicht ausgeweitet werden dürfen. Lediglich der Grenzwert für Kohlendioxid als limitierender Faktor muss in einer neuen Qualitätsrichtlinie von 2 % auf 11 % erhöht werden, auch in diesem Fall ist äquivalent zu den Modifikationen des Brennwertes bzw. des Wobbe-Index eine Änderung der Brenneinstellungen bei Gasgeräten vonnöten. Es hat sich weiters gezeigt, dass der Taupunkt von Wasser auf 0° bei 10 bar erhöht werden sollte, um entsprechende Einspeisevolumina vor allem in Netzebene 3 zu ermöglichen. Bei der Einspeisung von Biogas in Netzebene 2 ist allerdings zu beachten, dass Biogas vor der Einspeisung unbedingt getrocknet werden muss, um die durch den höheren Druck verursachte frühe Kondensation und die damit verbundenen technischen Probleme bei der

Verdichtung bzw. auch im öffentlichen Gasnetz zu vermeiden, der oben genannte Taupunkt bezieht sich sohin auf die Einspeisung auf Netzebene 3.

In der neuen Qualitätsrichtlinie sollten auch die Anforderungen an das eingespeiste Biogas definiert werden. Grundsätzlich hängt der Umfang der zulässigen Gasbegleitstoffe und des CO<sub>2</sub>-Gehalts im eingespeisten Biogas natürlich vom Mischungsverhältnis im Gasnetz ab. Bei den ersten Anlagen, die ins Gasnetz einspeisen, kann noch von einer starken Verdünnung der Gasbegleitstoffe ausgegangen werden. Mit zunehmender Einspeisemenge wird der Spielraum für eine Verdünnung jedoch immer geringer. Um weitgehend gleiche Voraussetzungen für frühere und spätere Biogas-Einspeiser zu gewährleisten, muss darauf geachtet werden, dass die künftige Ausweitung der Biogas-Einspeisung auch bei der Festlegung der zulässigen Gasbegleitstoffe bei den Frühstartern entsprechend berücksichtigt wird.

Abschließend muss jedoch festgehalten werden, dass neue technologische Entwicklungen im Bereich der Endgeräte, insbesondere im Bereich der Brennstoffzellentechnik, in naher Zukunft geänderte Anforderungen an die Gasqualität mit sich bringen, die derzeit noch nicht vollständig abgeschätzt werden kann.



## 2.9 Resümee, Zusammenfassung

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.

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.

In diesem Kapitel wurde diskutiert, welche Qualitätsanforderungen für Biogas abhängig von Verwendungszweck und Einspeisepunkt nun tatsächlich 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.

Von zentraler Bedeutung war 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 %) „zugesetzt“ 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 (z.B. Dänemark) 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.

Wie umfangreich die Biogaseinspeisung in Österreich sein kann, hängt natürlich von den verfügbaren Mengen 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 genutzt 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 20 sind die Detailbestimmungen dieser möglichen neuen Richtlinie dargestellt.

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. Gesteungskosten

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 Gesteungskosten (Investitionen, Betrieb) von Rohbiogas ( $\text{€/m}^3$ ) 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.

## 3.1 Rohbiogas aus Gülle, NAWARO und biogenen Reststoffen

In der Praxis haben sich verschiedene technische Lösungen etabliert, um die Gasproduktion aus den Exkrementen der Wiederkäuer in der Landwirtschaft (umgangssprachlich als „Gülle“ bezeichnet), der Vergärung von NAWARO (biogene Materialien in Form von Nachwachsenden Rohstoffen) sowie von biogenen Reststoffen (etwa aus dem Gewerbebereich, Speisereste etc.) zur Energiegewinnung zu nutzen.

### 3.1.1 Funktionsprinzip einer Biogasanlage

Um den Biogasprozess und seine kostenrelevanten Einflussfaktoren zu veranschaulichen, wird nachfolgend anhand einer dem Stand der Technik entsprechenden Biogasanlage die Funktion der Biogasproduktion erläutert. Weiters wird aufgezeigt, welche Komponenten für die Vergärung benötigt werden, und wie der Biogasprozess abläuft bzw. welche Stoffströme sich ergeben.

In Abbildung 16 ist eine Biogasanlage schematisch dargestellt. Die erforderlichen Anlagenteile lassen sich zusammenfassen in:

1. Annahmehereich für verschiedene Substrate (Grünschnitt, organische Reststoffe,..)
2. Vorgrube, das sind im wesentlichen Lagerbehälter mit den entsprechenden Pumpen
3. Fermentationsbehälter mit Rührwerk(en) (Faulbehälter)
4. Nachfermenter (gleichzeitig auch als Lagerbehälter nutzbar)
5. Gassammlung und Gaslager (meist als Folienspeicher ausgeführt)
6. sonstige Peripherie (Verdichter,..)

Mehr oder weniger unabhängig vom produzierten Rohbiogas bestehen ab dieser Schnittstelle unterschiedliche Möglichkeiten, das Gas weiter zu verwerten. In Abbildung 16 sind zwei Nutzungsalternativen dargestellt.

- a. Verstromung mittels BHKW (Blockheizkraftwerk), wenn das Gas nicht in das Gasnetz gespeist werden soll (das ist aufgrund der aktuellen Förderung der Stromerzeugung vermutlich bei sämtlichen Anlagen in Österreich der Fall)
- b. Gasaufbereitung (Reinigung und/oder Methananreicherung), falls eine Netzeinspeisung vorgesehen ist (siehe Kapitel 4 „Aufbereitungskosten Aufbereitungskosten“). Für diesen Fall muss für die Beheizung des Fermenters ein Gasbrenner vorgesehen werden, da keine Abwärme aus den BHKW zur Verfügung steht.

In Abbildung 16 ist zusätzlich eine Hygienisierung für bestimmte Substrate dargestellt, um den Bestimmungen der EU-Hygieneverordnung zu entsprechen<sup>12</sup>. Diese Hygienisierung ist

---

<sup>12</sup> Diese Kurzbezeichnung hat sich für die Verordnung (EG) Nr.1774/2002 „Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte“ in der Praxis etabliert.

nur dann vorzusehen, wenn entsprechende Substrate in einer Biogasanlage vergärt werden sollen.

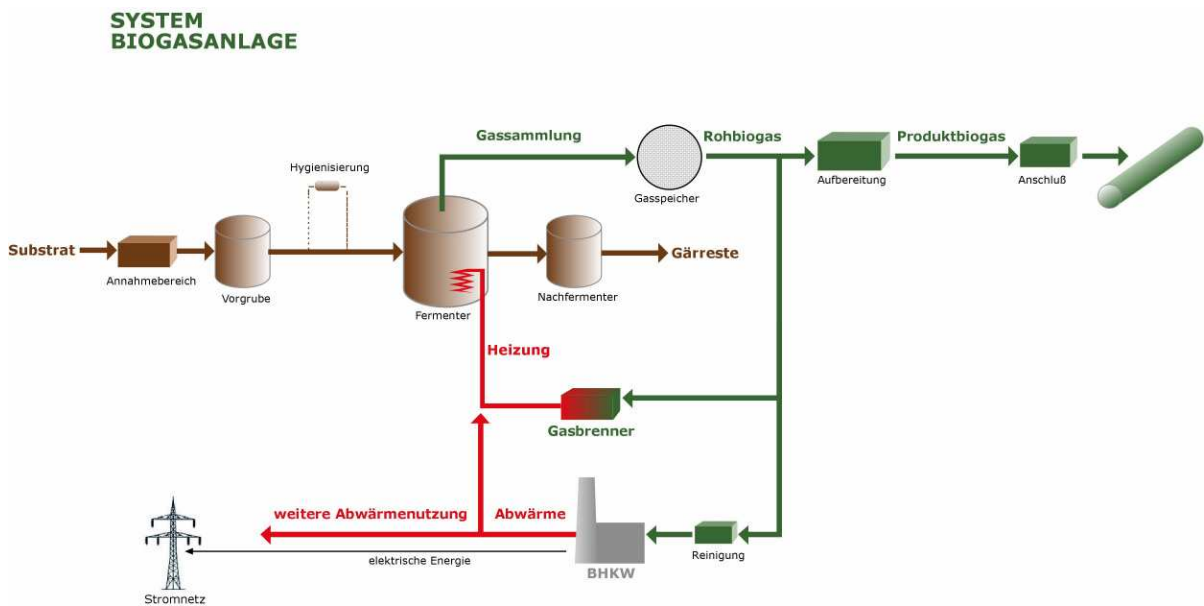


Abbildung 16: System einer Biogasanlage

Der in der Anlage ablaufende Biogasprozess ist in Abbildung 2 dargestellt. Unter anaeroben Bedingungen (Mangel an Luftsauerstoff) verarbeiten Mikroorganismen in einem vierstufigen Prozess (Hydrolyse – Versäuerung – acetogene Phase – methanogene Phase) die organische Substanz zu Biogas und einem Substrat aus Wasser, nicht abgebauter organischer Substanz und anorganischen Bestandteilen<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Neben der technischen Biogasgewinnung bestehen auch natürliche Biogasquellen wie Wiederkäuer, Termiten, Sümpfe und anaerobe Verhältnisse in Seen, Flüssen und Meere. Ebenso existieren auch anthropogen beeinflusste Quellen wie Deponien, Verluste bei der Förderung und Transport von Erdgas, Wiederkäuer in der Landwirtschaft und Reisanbau.

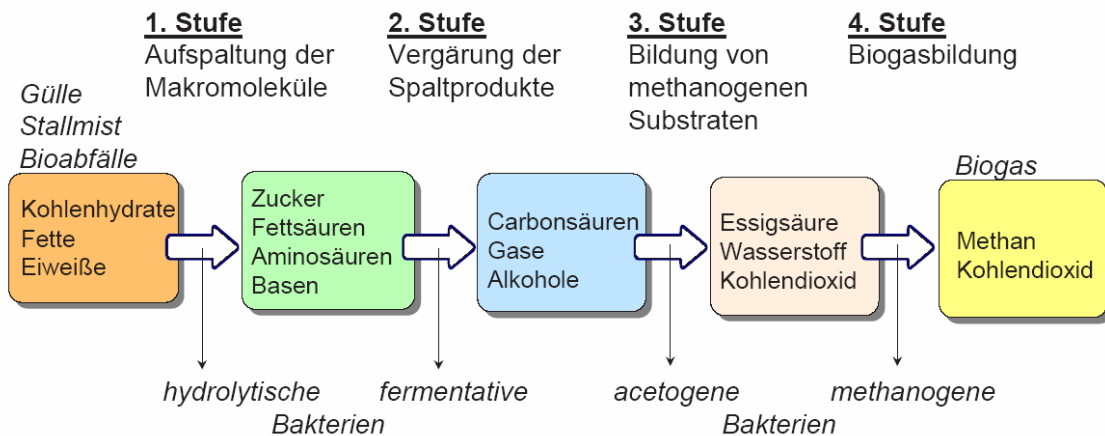


Abbildung 17: Schema der Biogasbildung, vereinfacht [Linke et.al. 2003]

Die organischen Substanzen werden mittels Pumpen über eine Vorgrube in den Fermenter geschickt. Dort entsteht bei guter Durchmischung der Großteil des Biogases, der über eine Gasleitung in das Gaslager geleitet wird. Der Nachgärbehälter dient einerseits als Güllelager und andererseits wird das in diesem Behälter noch entstehende Gas gesammelt.

Das erzeugte Rohbiogas wird üblicherweise verstromt. Nach der Zwischenspeicherung im Gasbehälter wird das Biogas in einem BHKW verbrannt. Ein an das BHKW angeschlossener Generator wird zur Verstromung genutzt. Die bei der Verbrennung umgewandelte Energie kann zu einem Drittel in Form von elektrischer und zu zwei Drittel in Form von thermischer Energie genutzt werden, wobei ein Drittel der thermischen Energie zur Aufrechterhaltung des Abbauprozesses im Fermenter benötigt wird. Die restliche thermische Energie geht entweder als Abwärme verloren oder wird zumindest teilweise für Heizung oder als Prozesswärme genutzt. Üblicherweise erfolgt bei der Verstromung lediglich eine Entfeuchtung des Rohbiogases mittels Kondensation (durch im Erdreich verlegte Gasleitung) und eine In Situ Entschwefelung (durch Luftinblasung in den Fermenter, siehe dazu Kapitel 4 „Aufbereitungskosten“).

Alternativ zu der bereits häufig praktizierten Methode der Verstromung wird in dieser Studie die Möglichkeit der Biogasnetzeinspeisung untersucht. Der gesamte Bereich der Verstromung entfällt dabei, an dessen Stelle tritt die Gasaufbereitung (Reinigung, Methananreicherung).

Je nach eingesetztem biogenem Material ergeben sich verschiedene Verwertungsmöglichkeiten für den Gärrückstand. Grundsätzlich kann der Gärrückstand in der Landwirtschaft als Dünger ausgebracht werden. Zu beachten ist die bereits zuvor erwähnte EU-Hygieneverordnung, wonach bei bestimmten Stoffen eine Ausbringung auf Weideland verboten ist. Eine weitere Möglichkeit ist die Abpressung analog der Behandlung von Klärschlämmen. Die dabei erzielte Trennung in Fest- und Flüssigphase hat den Vorteil, dass die Flüssigphase wieder in den Gärprozess eingeleitet werden kann und nur mehr die feste Phase auf das Feld verbracht werden muss. Eine Verbrennung des abgepressten Gärrückstandes, wie es häufig bei Klärschlamm praktiziert wird, ist aufgrund der ökologischen Wertigkeit (Düngewirkung) des Substrates nicht sinnvoll. Die Deponierung ist



aufgrund des hohen TOC-Gehaltes (Total Organic Carbon), der für das Gärsubstrat mehr als fünf Masseprozent beträgt, aufgrund der geltenden Deponieverordnung (BGBl. 1996/164) nicht erlaubt.

### 3.1.2 Kostenfaktoren der Rohbiogaserzeugung

Die Gestehungskosten von Biogas aus Gülle, NAWARO und biogenen Reststoffen wurden aus unterschiedlichen Quellen wie Institutsberichte, Fachbücher, Referate bei Biogas-Symposien, Beiträge in verschiedenen Leitfäden zum Thema Biogas sowie Broschüren ermittelt.

Bei der Ermittlung der Aufbereitungskosten (vgl. Kapitel 4) von Rohbiogas wurden die spezifischen Verfahrenskosten (angegeben in €/m<sup>3</sup>) in Diagrammen in Abhängigkeit von der Anlagengröße (angegeben in m<sup>3</sup>/h) dargestellt. Diese Darstellung der spezifischen Kosten soll auch für die Gestehungskosten von Biogas beibehalten werden.

Die in der Literatur angeführten Gestehungskosten beziehen sich jedoch häufig auf die Biogas-Verstromung in BHKWs. Die spezifischen Kosten werden dann meist bezogen auf die erzeugte elektrische Energie in der Einheit €/kW<sub>el</sub> angegeben. Für die Biogas-Netzeinspeisung ist jedoch nicht die erzeugte elektrische Energie sondern der Brennwert des erzeugten Rohbiogases relevant. In diesen Fällen war dann eine Rückrechnung<sup>14</sup> auf Basis der Anlagendaten notwendig. Ähnliches galt für den Fall, dass Kosten in der inzwischen nicht mehr gebräuchlichen Einheit €/GVE (Großvieheinheit) angegeben sind.

Um für die Gestehungskosten von biogen produziertem Gas seriöse Angaben machen zu können, müssen verschiedene kostenrelevante Faktoren abgegrenzt und festgelegt werden. Diese Faktoren sind in Abbildung 18 dargestellt.

---

<sup>14</sup> Ausgangspunkt für die Rückrechnung waren beispielsweise bei [Schlerka 2003] (siehe Abbildung 26) die Angaben über das BHKW mit 100 kW<sub>el</sub> Leistung und einem elektrischen Wirkungsgrad von 32 %, weiters waren die Investitionskosten in der Höhe von € 550.000 angeführt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Gas einen Energiegehalt von 6 kWh/m<sup>3</sup> aufweist und das BHKW 7800 Stunden in Betrieb ist. Multipliziert man die installierte elektrische Leistung mit den Betriebsstunden, erhält man die elektrische Energiemenge, da diese aber nur 32 % der Gesamtenergie ausmacht, wurde dies Zahl auf 100 % hochgerechnet. Diese kWh-Menge wurde durch den Energiegehalt von 6 kWh/m<sup>3</sup> dividiert, um die gesamte jährliche Gasmenge in m<sup>3</sup> zu berechnen. Die Investitionskosten wurden durch diese Gasmenge dividiert, was als Ergebnis die spezifischen Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> bezogen auf eine Anlagenleistung in m<sup>3</sup>/h ergab. In weiterer Folge wurde aufgrund zweier Quellenangaben in denen die unterschiedlichen Komponenten (Bautechnik. Elektrotechnik, Maschinenteknik...) separat dargestellt wurden, die Kosten für das BHKW herausgerechnet (siehe dazu Abbildung 27).

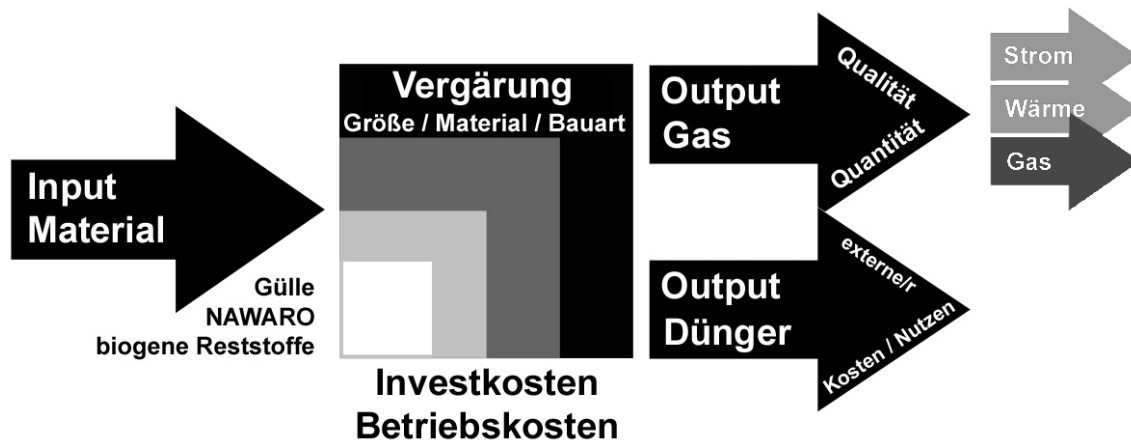


Abbildung 18: Kostenrelevante Faktoren bei der Biogasproduktion

Die gesamten spezifischen Gestehungskosten setzen sich aus den drei Kostengruppen Finanzaufwand und Abschreibung (AfA) der Investitionskosten, den Betriebskosten und ggf. Rückstellungen für Betriebsrisiken zusammen. Die diesbezüglich relevanten Aufwände für diese drei Kostengruppen sind in Tabelle 21 dargestellt.

<ul style="list-style-type: none"> <li><b>+ Finanzaufwand</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Aufwand aus der Verzinsung und Tilgung des Fremdkapitals bezogen auf die Nutzungsdauer<sup>15</sup> (siehe Seite 91)</li> <li>+ Eigenkapitalverzinsung (siehe Seite 92)</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>+ Betriebskosten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Rohstoffkosten bzw. Erlöse (siehe Seite 83)</li> <li>+ Personalkosten (siehe Seite 92)</li> <li>+ Energiekosten (Strom, Wärme siehe Seite 93)</li> <li>+ Instandhaltung (siehe Seite 93)</li> <li>+ Versicherung (siehe Seite 94)</li> <li>+ Büro- und Verwaltungsaufwand (siehe Seite 94)</li> <li>+ Beratung und Dienstleistung (siehe Seite 94)</li> <li>+ Übrige Abgaben und Beiträge (siehe Seite 94)</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>+ Rückstellungen für Betriebsrisiken</b> (siehe Seite 94)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>= Gestehungskosten für Biogas</b></li> </ul>

Tabelle 21: Aufwände nach Kostengruppen bei der Gestehung von Biogas

Anhand der oben angeführten Abbildung 18 und Tabelle 21 soll ähnlich wie bei den Verfahrenskosten für die Aufbereitung von Biogas die drei Kostenfaktoren

<sup>15</sup> Siehe dazu auch Abschreibung Seite 92

- „Input“, also Rohstoffkosten (welche Materialien werden verwendet)
- „Vergärung“, also Anlagenkosten (welches Verfahren wird in welcher Anlagengröße verwendet)
- „Output“ (mit welcher Qualität und in welcher Menge steht das Rohbiogas zur Verfügung, wie wird das vergorenen Substrat verwertet)

diskutiert werden.

### 3.1.3 Rohstoffkosten

Am Beginn des Biogasprozesses steht immer ein Rohstoff biogenen Ursprungs. Eine Vielzahl von biogenen Materialien führt zu sehr unterschiedlichen Rohstoffkosten.

Die ursprünglich in der Landwirtschaft genutzten Ressourcen für Biogasanlagen wie Gülle, Dung, Jauche und Festmist stehen praktisch zum Nulltarif zur Verfügung. Die Sammlung, Ableitung und Lagerung ist aufgrund gesetzlicher Vorschriften hinsichtlich Ausbringung ohnehin erforderlich.

Für landwirtschaftliche Biogasanlagen ist es auch nahe liegend, so genannte NAWARO (nachwachsende Rohstoffe) einzusetzen. Kulturen wie Silomais, Grünroggen, Luzerne und Gras kommen als Rohstoffe in Betracht. Dabei ist die häufigste Anbauart Silomais, dies ist einerseits auf standardisierte ausgereifte Produktionstechniken zurückzuführen, wird aber auch wesentlich vom hohen Gasertrag bestimmt.

Bei einer Kombination von hohen Silomaiserträgen, guter Silagequalität, hohen Gasausbeuten und geringer variabler Kosten (wie z.B. variable Maschinenkosten, Transportkosten, Lohnkosten) kann dieser Rohstoff als effiziente Quelle bezeichnet werden. Diese Variante der Rohstoffbereitstellung geht aber immer einher mit Prämien für Stilllegungsflächen, ohne die eine Bereitstellung derartiger Rohstoffe wesentlich unwirtschaftlicher sein würde.

Eine erheblich breitere Streuung ergibt sich bei den biogenen Reststoffen wie Fette, Biotonne, Lebensmittelreste, usw. Hier entstehen keine Kosten sondern die Entsorgung dieser Stoffe stellt eine Einnahmenquelle dar. Bei diesen Materialien geht der Trend weg von landwirtschaftlichen Anlagen hin zu gewerblichen Biogasanlagen. Wie in Abbildung 23 ersichtlich, weisen diese Stoffe einen relativ hohen Gasertrag auf. Im Gegensatz zu den landwirtschaftlichen Rohstoffen stehen diese Abfallstoffe allerdings in weit geringerem Ausmaß zur Verfügung. In der Praxis besteht zudem ein breites Spektrum unterschiedlicher Entsorgungspreise. Teilweise übernehmen Anlagenbetreiber aufgrund von höheren Gaserträgen verschiedene Materialien (z.B. Fettabscheiderinhalte) sogar zum Nulltarif. Die Höhe der Entsorgungserlöse hat jedenfalls einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Gestehungskosten.

Die Höhe der Rohstoffkosten (Kosten für das Substrat bzw. eine Vergütung für Entsorgungsleistung) weist jedenfalls erhebliche Streuungen auf. Zwar ist beispielsweise der Gasertrag von Silomais höher als der von Gülle, beim Mais sind allerdings für die Bereitstellung Kosten in Ansatz zu bringen, was bei der Gülle nicht der Fall ist. Diese Varianz

wurde durch die Darstellung der Ausgleichsfunktionen als Band in Abbildung 28 und in weiterer Folge in Abbildung 29 Rechnung getragen.

Da diese Variable, wie sie oben beschrieben wurde, eine erhebliche Streuung aufweist, soll die Bandbreite näher erläutert werden. In den nachfolgenden Kapiteln 3.1.3.1 und 3.1.3.2 ist dargestellt, welchen generellen Einfluss die Substratwahl und daher auch die Auslegung der Anlage hat. Es wurde grob eine Unterscheidung nach Koferementanlagen und NAWARO-Anlagen vorgenommen.

### 3.1.3.1 Koferment

#### Erlös:

Zu unterscheiden ist, ob die Substrate angeliefert werden, oder selbst vom Biogasanlagenbetreiber abgeholt werden müssen. Die Erlöse für Kofermente bewegen sich bei Anlieferung regional sowie Substratbezogen in dem in Tabelle 22 dargestellten Band. Es ist davon auszugehen, dass bei steigender Nachfrage dieser Produkte die Erlöse sinken werden.

Koferment	Entsorgungserlös bei Anlieferung
Speisereste	20 – 40 €/t
Biomüll	20 – 35 €/t
Fette	12 – 17 €/t
Molkereischlamm	15 – 20 €/t
Grünschnitt	15 €/t
Trester	15 €/t

Tabelle 22: Richtwerte für Entsorgungserlös bei Übernahme angelieferter Kofermente

#### Gasertrag:

Die Kosubstrate spielen nicht nur wegen der Entsorgungserlöse eine wesentliche Rolle bei Ihrem Einsatz, auch der Gasertrag (Gesamtvolumen in m<sup>3</sup>) und die Methanausbeute (Verhältnis CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>) unterscheidet sich wesentlich von den Substraten der NAWAROs. Genau dieser attraktive Gasertrag kann allerdings zum erwähnten Effekt des Preisverfalls für die Substrate führen. Es kann bereits jetzt davon ausgegangen werden, dass keine langfristigen Entsorgungsverträge abgeschlossen werden können.

#### Ausbringung des Gärsubstrates:

Künftig eventuell restriktivere Ausbringungsvorschriften können zu höheren Kosten führen. Sollten sich die Bedingungen für die Ausbringung aufgrund der Inhaltsstoffe ändern, kann eine Verbrennung des Endsubstrates gefordert werden. Dies führt unweigerlich zu höheren Betriebskosten dieser Variante<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Es ist generell zu hinterfragen, ob es energietechnisch Sinn macht biogene Stoffe mit hohem Aufwand mit einem entsprechenden Wassergehalt zu vergären um sie später einer Verbrennung zuzuführen, oder ob eine direkte Verbrennung sinnvoller wäre.

#### Langfristige Verfügbarkeit:

Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit der Rohstoffe besteht ein nur mehr geringes Ausbaupotential.

### **3.1.3.2 NAWARO**

#### Rohstoffkosten:

Je nach Produkt (Mais, Roggen, Rüben, etc.) wird sich der Preis für die Substrate an den Kosten der bisher in der Landwirtschaft bezahlten Preise orientieren. Im Wesentlichen ist dieser neben dem Produkt selbst auch von der Bereitstellungsart (ab Feld, angeliefert, fertige Silage,...) abhängig. Grundsätzlich wird es auch davon abhängen, ob die Produkte selbst bereitgestellt werden können oder ob diese am Markt zu einem möglicherweise schwer beeinflussbaren Preis zugekauft werden müssen.

[Keymer 2003] errechnet für eine Biogasanlage zur Verstromung, dass Silomais (SM) um einen Betrag unter 26,4 €/t zu bekommen sein muss, um wirtschaftlich eingesetzt werden zu können. Um einen entsprechenden Deckungsbeitrag zu erzielen, errechnete [Rittler 2003] für SM einen Preis von 21 bis 25 €/t FM (Frischmasse). Als wesentlichen Einfluss sieht auch er die Transportkosten, welche für jeden zusätzlichen Kilometer mit 2,9 €/t anzusetzen wären. Sehr ausführliche Informationen stehen auch durch [Paller et.al. 2002] zur Verfügung. Dieser Katalog gibt Auskunft über die unterschiedlichen Standarddeckungsbeiträge der Substrate, unterteilt in Ost- und Westösterreich, unterschiedliche Ertragslagen, verschiedene Erntezeitpunkte usw.

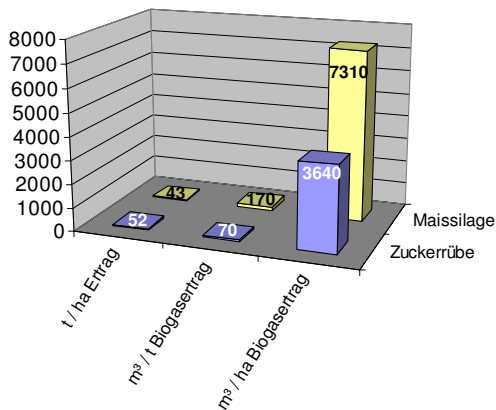
#### Gasertrag:

Bezüglich der Gasertrag der verschiedenen Pflanzenarten wird derzeit intensiv erforscht. Beispielsweise befasst sich das im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft geförderte Projekt FFF-Nr. 807736 mit der Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen, welches weiter unten noch detaillierter behandelt wird. Eine Übersicht über die zu erwartenden Hektarerträge bietet Tabelle 23.

Kultur	Ertragslage „mittel“ in t/ha
Öllein	1,0 bis 1,5
Dinkel (entspelzt)	1,5 bis 2,5
Körnerraps	2,0 bis 3,5
Sonnenblume	2,0 bis 3,5
Ackerbohne	2,0 bis 4,5
Körnererbse	2,5 bis 4,5
Hafer	3,5 bis 5,0
Sommerbraugerste	3,5 bis 5,0
Roggen	3,5 bis 5,5
Weizen	3,5 bis 6,0
Triticale	3,5 bis 6,0
Sommerfuttergerste	4,0 bis 5,5
Wintergerste	4,0 bis 6,0
Faserlein	5,5 bis 7,0
Wein (Trauben) – Mulch	5,0 bis 10
Körnermais	6,0 bis 10,0
Futterzw.-Frucht mit Leguminosen	15 bis 25
Frühkartoffel	20 bis 30
Pflanzkartoffel	20 bis 30
Speise- und Industriekartoffel	25 bis 35
Silomais (FM)	39 bis 48
Zuckerrübe (ohne Blatt)	45 bis 60
Futterrübe (ohne Blatt)	60 bis 100

Tabelle 23: Erträge der unterschiedlichen Kulturarten in t/ha [Siffert 2004]

Aus Tabelle 23 ist ersichtlich, dass Futter- und Zuckerrüben höhere Biomasseerträge liefern als beispielsweise Silomais. Vergleicht man dies allerdings mit dem Gasertrag auf die Tonne bezogen, wird deutlich, dass bei Silomais mit höheren Biogaserträgen gerechnet werden kann. In Abbildung 19 ist diese Aufstellung zusammengefasst und grafisch dargestellt.



	Ertrag t / ha	Biogasertrag m³ / t	Biogasertrag m³ / ha
Zuckerrübe	52	70	3640
Maissilage	43	170	7310

Abbildung 19: Vergleich des Biogasertrages  $\text{m}^3/\text{ha}$  von Zuckerrübe und Maissilage ausgehend vom Hektarertrag in  $\text{t}/\text{ha}$  bezogen auf den jeweiligen Biogasertrag in  $\text{m}^3/\text{t}$ .

Detaillierte Informationen zu den ermittelten Biogaspotenzialen sind in Kapitel 2.5 zu finden. Weitere mögliche Gasertragssteigerungen durch unterschiedliche Technologien unabhängig vom eingesetzten Substrat sind in Tabelle 25 angeführt.

#### Ausbringung des Gärsubstrates:

Der Vorteil bei der NAWARO-Vergärung ist die Tatsache, dass das Gärsubstrat pflanzengerecht in den Nährstoffkreislauf zurückgeführt werden kann. Aufgrund der Verfügbarkeit von Bracheflächen bzw. aber auch der Nutzung von sonstigen Flächen besteht ein sehr hohes Ausbaupotenzial für diesen Rohstoff.

#### Nachhaltigkeit:

Beim Einsatz von NAWARO wird meist von Silomais gesprochen, was allerdings bei einer Monokultur zu Schädlingsbefall, Erosion und Bodenverarmung führen würde. Wichtig sind daher ausgewogene Fruchtfolgen mit anspruchlosen Winterungen<sup>17</sup> wie Winterroggen, Zwischenfruchtbau vor Mais und nach Getreide. Durch diese ganzjährige Bodenbedeckung können Erosion und Nitratauswaschung vermieden werden. Fast vergessene Mischfruchtssysteme könnten wieder aktuell werden [DMK 2004].

<sup>17</sup> Winterung ist ein gebräuchlicher Begriff für Getreidesorten, die nicht nur Kälte vertragen, sondern einen mehrere Wochen dauernden Kältereiz brauchen, um schossen zu können, üblicherweise die Zeit zwischen 1. Oktober und dem 30. April.

### 3.1.4 Vergärungskosten

In dieser Studie werden ausschließlich Kostenangaben zur Nassvergärung gemacht, da diese auf einem technisch relativ ausgereiften Stand ist. Bei der Nassvergärung wird mit einem Wassergehalt von 90 – 95 % gearbeitet, die Trockenvergärung wird hingegen mit Feuchtgehalten von 65 – 75 % betrieben, das Material ist somit schütffähig.

Die Trockenvergärung eignet sich für Betriebe, die ausschließlich mit Festmist, mit Geflügelfäkalien oder mit pflanzlichen Koppelprodukten arbeiten. Während der Erprobung und Weiterentwicklung einer mobilen Trockenfermentationsanlage unter Praxisbedingungen konnten an einem Forschungsprojekt in Deutschland folgende Schlussfolgerungen gefasst werden: Der Arbeitszeitaufwand der Trockenvergärung ist sehr hoch, die Temperaturführung erfordert im Winter einen erhöhten technischen Aufwand, die Gaserträge sind unerwartet niedrig, wodurch eine Wirtschaftlichkeit unter den genannten Bedingungen noch nicht erreicht werden konnte [Jäkel 2004].

Auf Systeme nach der Trockenvergärung kann aufgrund der geringen Anzahl der bestehenden Anlagen und der fehlenden Daten über Investitions- und Betriebskosten daher nicht weiter eingegangen werden.

Unter Vergärungskosten sind sämtliche Kostenfaktoren zu verstehen, die die Anlage hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten betreffen.

Die **Investitionskosten** hängen dabei wesentlich von folgenden Faktoren ab:

- a) Anlagensystem und Bauart (Speicher Anlage, Durchfluss Anlage, verschiedene Fermenterformen, Durchmischungssystem,...)
- b) Anlagengröße (gemessen in Fermentervolumen, installierter elektrischer Leistung, Gasertrag m<sup>3</sup>/h)
- c) Baumaterial.

#### Anlagensystem und Bauart:

Wie bereits beschrieben, läuft der Biogasprozess in mehreren Stufen ab. Durch die Betriebsweise der Fermenter bzw. die Anordnung einer oder mehrerer Fermenter kann dieser Stufenprozess mehr oder weniger gut nachgebildet werden. Die Systemauswahl hat sowohl Einfluss auf die Investitionskosten (Größe und Anzahl der Behälter), wie auch auf die Betriebskosten (Aufwand für Durchmischung) und Erlöse (Gasertrag).

In Abbildung 20 sind typische Anlagensysteme für Vergärungsverfahren dargestellt.



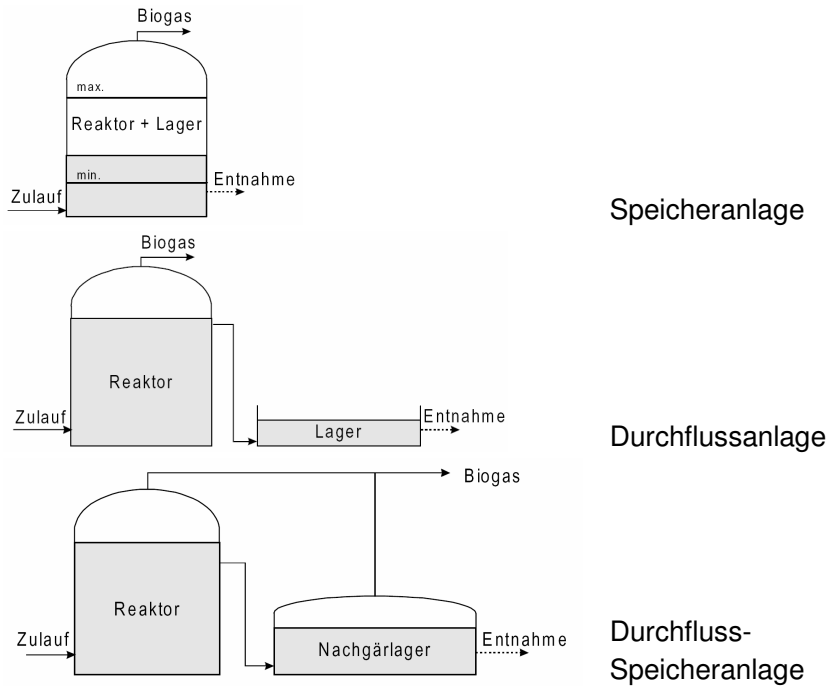


Abbildung 20: Typische Anlagensysteme für Vergärungsverfahren [Weiland 2000]

Abgesehen von der Anordnung und der Betriebsweise der Fermenter bestehen auch noch verschiedene System zur Durchmischung des Gärgutes. In der Praxis muss für die Mischung zwischen niedrigen Betriebskosten und einer optimalen Homogenisierung (z.B. zur Verhinderung von Schwimmdecken) abgewogen und ein Kompromiss gefunden werden. Prinzipielle Mischungsvarianten sind in Abbildung 21 ersichtlich. Aufgrund der Erfahrungen der letzten Jahre haben sich vorwiegend mechanische Durchmischungssysteme durchgesetzt.

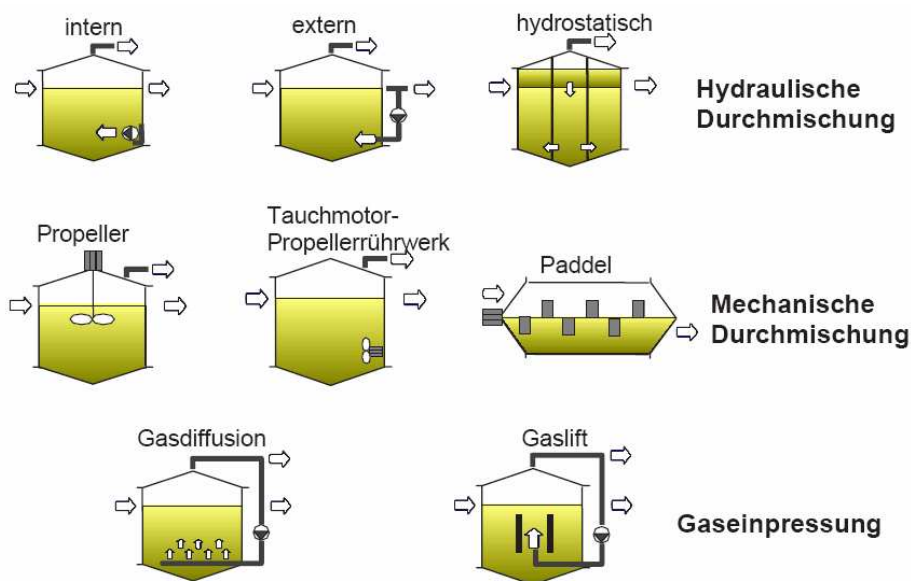


Abbildung 21: Systeme zur Durchmischung des Gärgutes, schematisch [Linke et.al. 2003]

Um die Komplexheit der Biogastechnik und die damit verbundenen Variablen hinsichtlich Kostenstruktur zu verdeutlichen, sind weitere Anlagenanordnungen im Anhang (Kapitel 12) angeführt.

Anlagengröße:

Der Einfluss der Anlagengröße zeigt sich in den spezifischen Kosten sehr deutlich, die Kostendegression wirkt sich auf die in Abbildung 27 dargestellten Werte aus.

Baumaterialien:

Grundsätzlich stehen für die Fermenter die Materialien

- Stahlbeton (sehr häufig angewendet)
- Metall (vorwiegend bei liegenden Rohrfermentern)
- Emailliertes Metall (in Form von verschraubbaren Platten)
- Holz (eher in der Theorie<sup>18</sup>)
- Kunststoff (als Sonderform in der Trockenfermentation) zur Verfügung.

Auch bei den sonstigen technischen Einrichtungen wie Leitungen (Edelstahl oder Kunststoff), Pumpen und Rührwerke sowie Steuerung, sind gewisse Kostenunterschiede je nach Ausführung zu verzeichnen. Bei der Wahl des BHKW können die Kosten und damit verbunden auch die Qualitäten sehr stark differieren.

Für die Ermittlung der Investitionskosten der Vergärungsanlage für die Biogas-Netzeinspeisung sind die Erhebungen von [Walla/Schneeberger 2003] hilfreich, da diese die Gesamtkosten in die in Tabelle 24 dargestellten Kostenblöcke untergliedern, womit die Kosten für das nicht erforderliche BHKW einfach von den Gesamtkosten in Abzug gebracht werden können.

---

<sup>18</sup> In Österreich ist ein Projekt in der Steiermark bekannt bei dem die Gärbehälter statisch konstruktiv aus Holzleimbinder errichtet werden und die Dichtigkeit mit einer innen angebrachten Kunststoffolie gewährleistet werden soll [Gaich 2005].

Gebäude und bauliche Anlagen	Technik und Installation	Gasverwertung
Erdarbeiten Manipulationsfläche Substratübernahme Lagerraum Vorgrube und Pumpschächte Fermenter Nachgärbehälter Endlager Maschinenraum und Einhausung	Substrattechnik Pumpen Rührwerke Wasser- Wärmeinstallation Elektrik Gasführendes System Steuerung Trafostation	Blockheizkraftwerk

Tabelle 24: Kostenblöcke einer Biogasanlage [Walla/Schneeberger 2003]

Es wurde festgestellt, dass mit steigender Anlagengröße die Kosten für die Gasverwertung zunehmen. Die untersuchten Anlagen von [Walla/Schneeberger 2003] ergaben, dass bei einer elektrischen Leistung des BHKW unter 25 kW die Kosten des BHKW im Mittelwert bei 14 % lagen, bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung > 200 kW jedoch bereits 20 % ausmachten. In verschiedenen anderen Quellen werden die Investitionskostenanteile der Verstromung ebenso in unterschiedlichen Bandbreiten angegeben. Ein Band von 12,6 % [Walla 2001] bis 31 % [Krachler 2003] ist aufgrund der unterschiedlichen Ausführungsformen der gesamten Biogasanlage, aber auch wegen der unterschiedlichen Qualitäten bei den BHKW selbst, denkbar.

Bei der Ermittlung der Investitionskosten zur Gaseinspeisung ist dieser Kostenblock bei Anlagen zur Biogas-Verstromung mittels BHKW heraus zu rechnen. Die prozentuelle Zunahme der „vermiedenen“ Kosten wurden in Abbildung 29 berücksichtigt.

#### Fremdkapitalverzinsung:

Der Aufwand aus der Verzinsung des Fremdkapitals hängt einerseits von der zu finanzierenden Summe, andererseits aber auch von den jeweiligen Darlehenskonditionen ab. Diese Bedingungen sind sehr stark vom jeweils aktuellen Zinsniveau abhängig. In den in Abbildung 29 zitierten Zahlen liegen die Zinsbelastungen im Schnitt bei branchenüblichen 5 –6 % (auf die Projektdauer gerechnet).

Bei der Ermittlung der Zinsbelastung wurde nach der Annuitätenmethode vorgegangen. Die Formel dazu lautet:

$$A = I_0 \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Die Annuität A ergibt sich durch die Multiplikation der Investition  $I_0$  mit dem Annuitätenfaktor.  $n$  ist die Dauer des Kapitaleinsatzes in Jahren,  $i$  steht für die Zinsen des eingesetzten Kapitals.

Eigenkapitalverzinsung:

Bei der Verzinsung des Eigenkapitals sind ebenso branchenübliche Werte anzusetzen, die im Bereich von 6 – 10 % liegen. Die tatsächliche Verzinsung kann ohnehin nur im Nachhinein aufgrund der betriebswirtschaftlichen Kenndaten ermittelt werden.

Nutzungsdauer und Abschreibung:

Ein Großteil der Aufwendungen entfällt auf die Abschreibung, diese beträgt zwischen 30 und 40 % der gesamten laufenden Kosten [Grundmann/Hanff 2003 ]. Bei der Festlegung der Abschreibungsdauer sind unterschiedlich Zeiträume anzusetzen. Für die baulichen Anlagen (Fermenter, Gebäude, etc.) werden sie länger ausfallen 20 - 25 Jahre, für die elektrischen Anlagen etwa 10 – 20 Jahre und für das BHKW (was im Fall der Biogaseinspeisung entfallen würde) eher nur 5 – 10 Jahre. Bei der Ermittlung der Gestehungskosten wurde mit einem durchschnittlichen Abschreibungszeitraum von 15 Jahren gerechnet. Da in der Ermittlung der Zahlen mit durchschnittlichen Abschreibungen und durchschnittlichen Zinsen gerechnet wird, können die Kapitalkosten höhere erscheinen, als sie tatsächlich sind. Bei der Projektierung konkreter Anlagen sind die getroffenen Annahmen natürlich entsprechend zu überprüfen und ggf. anzupassen.

Personalkosten:

Ein weiterer Faktor bei der Vergärung sind die Personalkosten. Wie in Abbildung 22 zu sehen ist, steigt der Arbeitszeitbedarf abhängig von der Anlagengröße bei jeder Anlage an, unabhängig davon, womit sie gespeist wird. Berichten aus der Praxis zu Folge ist anzumerken, dass für Anlagen, die mit NAWARO gespeist werden, der Arbeitszeitaufwand zeitweise durch Schwimmdeckenbildung oder Verlegung der Rührwerke höher sein kann als ursprünglich kalkuliert. Ebenso ist für die Hygienisierung von Speiseresten, welche nach der EU-Hygieneverordnung für bestimmte Materialien vorgeschrieben ist, ein nicht unerheblicher Arbeitszeitaufwand einzukalkulieren.

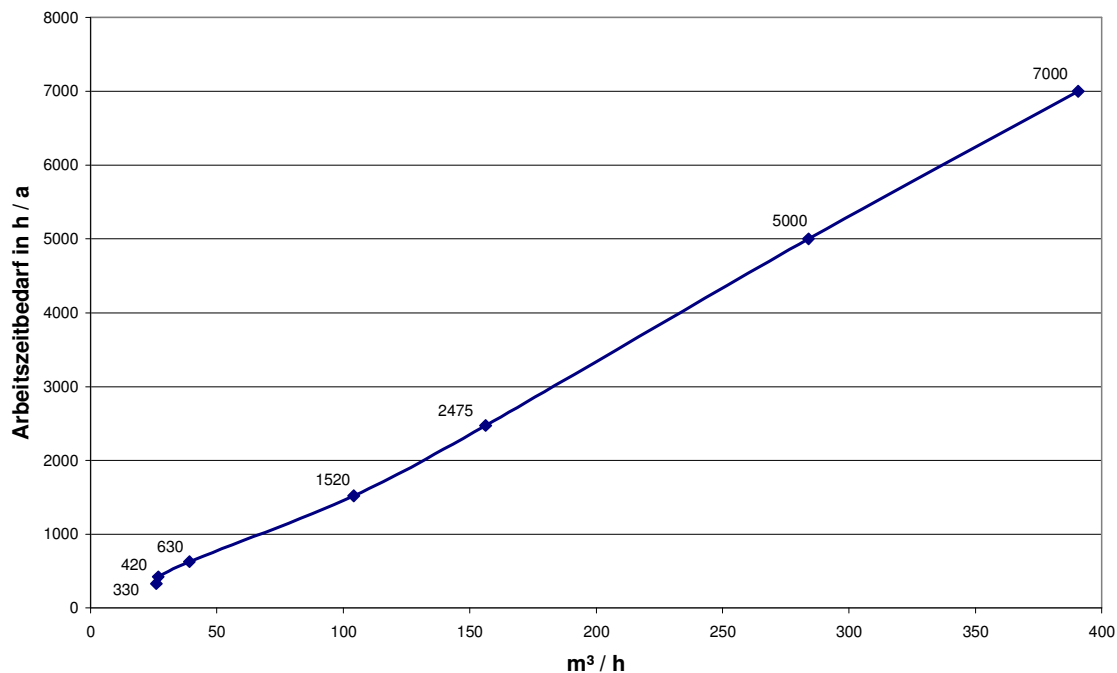


Abbildung 22: Arbeitszeitbedarf für den Betrieb von Biogasanlagen bezogen auf den Durchsatz in m<sup>3</sup>/h [Krachler 2003, Kirchmeyr 2003]

#### Energiekosten:

Bei konventionell betriebenen Biogasanlagen mit BHKW-Verstromung werden in der Regel zwischen 5 und 20 % der erzeugten Strommenge als Eigenstrombedarf für den Anlagenbetrieb verwendet. Diese Energie wird für Rührwerke, Pumpen und sonstige elektrische Abnehmer (PC zur Anlagensteuerung, Licht...) benötigt. Im Falle einer Einspeisung des Biogases in das Gasnetz muss dieser Strom zugekauft werden. Es müsste gesondert beurteilt werden, ob für den Fall der Biogas-Netzeinspeisung es sich rechnet, ein für die Wärmeversorgung des Fermenters entsprechend dimensioniertes BHKW zu errichten. Dieses BHKW könnte dann auch zur Eigenstromversorgung genutzt werden.

Zur Erreichung der notwendigen Betriebstemperatur im Fermenter (je nach Verfahren erfordert dies Temperaturen zwischen 15-25°C psychrophil, 25-45°C mesophil bzw. 45-60°C thermophil) ist eine Beheizung notwendig. Die Wärmeversorgung über einen Gaskessel ist nahe liegend, eine Versorgung mittels thermischer Solarenergie wäre, jedenfalls in den Sommermonaten, technisch möglich.

#### Instandhaltung:

Die laufenden Kontrollen und Reparaturarbeiten für die Instandhaltung fallen auch bei einer Biogasanlage ohne BHKW an. Diese werden allerdings geringer, da die Wartung und Instandhaltung für das BHKW für Schmierung, Ölwechsel entfällt, was einen erheblichen Anteil ausmacht. Andererseits müssen für die Wartung des Gaskessels (für die Fermenterheizung) Kosten angesetzt werden.

### Versicherungsprämien:

Je nach zu versicherndem Risiko schwanken die Prämienleistungen, es können daher abhängig von den Anforderungen verschiedene Versicherungsstufen definiert werden.

- Versicherungsschutz gegen bauliche Risiken
  - Bauleistungsversicherung
  - Bauherrenhaftpflichtversicherung
- Versicherungsschutz gegen betriebliche Risiken
  - Gebäudeversicherung (Feuer, Leitungswasser, Sturm, Elementar)
  - Maschinenversicherung
  - Betriebsunterbrechungsversicherung
  - Betriebshaftpflichtversicherung
- Versicherungsschutz gegen Schäden durch Umwelteinwirkungen
  - Umwelthaftpflichtversicherung

Gegenüber konventionellen Biogasanlagen mit Gasverstromung kommt es bei der Biogas-Netzeinspeisung zu gewissen Änderungen: das Risiko von Schäden bzw. Ausfall des BHKW entfällt, stattdessen sind auch Risiken im Bereich der die Reinigungs- bzw. Aufbereitungsanlage abzudecken.

### Sonstige Kosten:

Weitere Faktoren - allerdings mit einem wesentlich geringeren Einfluss auf die Vergärungskosten - sind Kosten für Büro- und Verwaltungsaufwand sowie Kosten für die in Anspruchnahme von Beratungs- und Dienstleistung und übrige Abgaben und Beiträge (z.B. für Interessensvertretungen).

### Rückstellungen für Betriebsrisiken:

Die Rückstellungen für Betriebsrisiken sind letztendlich jedem Betreiber individuell überlassen und werden eine Abwägung aus den versicherbaren Leistungen, den Wartungsverträgen mit den Lieferanten und der Übernahme eines Restrisikos sein.

## **3.1.5 Gaserträge**

Nicht nur die Kosten für die Rohstoffe haben Auswirkungen auf den Gestehungspreis des Rohbiogases, sondern auch - wie bereits mehrfach erwähnt – natürlich auch der jeweils spezifische Gasertrag des Rohstoffs. In Abbildung 23 ist dargestellt, wie viel Gas in m<sup>3</sup> aus welchen Rohstoffen gewonnen werden kann. Anhand dieser Aufstellung ist nachvollziehbar, dass Rohstoffe mit geringerem Gasertrag höhere Gärvolumen brauchen, um die gleichen Gaserträge wie Rohstoffe mit hohem Gasertrag zu erzielen. Hohe Gärvolumina wirken sich wiederum verhältnismäßig stark auf die Investitionskosten aus.

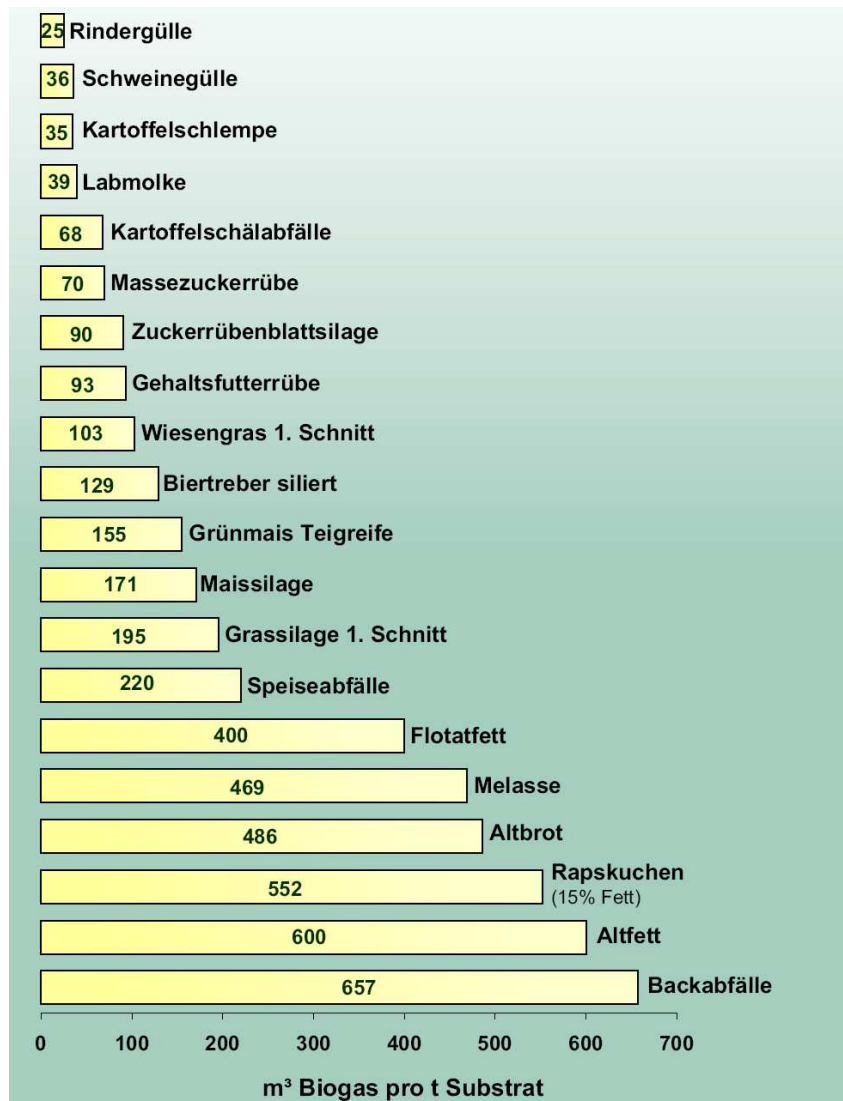


Abbildung 23: Gasertrag verschiedener biogener Materialien in m³ Biogas / t Substrat [Härdtlein 2004]

Den Ansatz zur Optimierung der Rohbiogasqualität verfolgt das Forschungsprojekt im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft unter dem Titel „Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen mit dem Methanenergiewertsystem MEWS“ (FFF-Nr. 807736).

Neben den Zielen, die Verfahrenskette der Biogaserzeugung und die Qualität der Energiepflanzen zu optimieren, sowie die Flächenenergieerträge unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit zu maximieren, steht auch die Optimierung der Biogasverwertung im Mittelpunkt dieses Forschungsprojektes.

Die dabei erzielten Ergebnisse, welche einerseits aus dem Zwischenbericht vom 29. September 2004 [Amon 2004b] und andererseits aus persönlichen Gesprächen [Amon 2004c] mit den Projektbetreibern in Erfahrung gebracht werden konnten, beziehen sich auf sehr vielfältige Untersuchungen. Hier kurz die wichtigsten Forschungsthemen des Projekts:

- Entwicklung des Frischmasse- und des Trockenmasseertrages verschiedener Energiepflanzen wie Winterweizen, Roggen, Triticale und Sonnenblume im Vegetationsverlauf.

- Spezifische Methanertrag der oben beschriebenen Energiepflanzenarten bei unterschiedlicher Vorbehandlung bzw. Fermentierungszusätzen. Folgende Verfahren wurden angewendet, wobei die als vorläufig zu betrachtenden Ergebnisse in Tabelle 25 ersichtlich sind:
  - Dampfbehandlung: 0,4 – 0,8 atm.; 110 – 115 °C
  - Mikrowellenbehandlung: 560 Watt; 15 min.
  - Zitronensäuredosierung: A/P 2:1 FM, Wirkzeit:24 h
  - Einfluss des Tonmineralzusatzes „IPUS-Zeolift-biokat“
- Einfluss verschiedener Mischungsverhältnisse der Substrate auf den spezifischen Methanertrag.

Variante	CH <sub>4</sub> – Gehalt in Vol. %			H <sub>2</sub> S – Gehalt in ppm			CH <sub>4</sub> – Ertrag NI CH <sub>4</sub> * kg oTS <sup>-1</sup>
	mean	n	±	mean	n	±	
<b>Sonnenblume unbehandelt</b>	55,4	12	9,9	725	5	82,3	243
<b>Sonnenblume dampfbehandelt</b>	61,9	12	9,1	704	5	85,3	402
<b>Sonnenblume Ipus-Zeolift-biokat</b>	65	5	3,9	195	3	91,2	298
<b>Wiesengras unbehandelt</b>	53,6	12	9,8	475	5	131	292
<b>Wiesengras dampfbehandelt</b>	55,7	12	8,9	590	5	124	380
<b>Wiesengras säurebehandelt</b>	56	12	10,2	388	5	248	282
<b>Weizen unbehandelt</b>	54,9	12	7,9	1112	7	447	365
<b>Weizen dampfbehandelt</b>	57,4	12	8,1	1117	7	348	345
<b>Weizen mikrowbehandelt</b>	58	12	8,5	766	7	137	358

Tabelle 25: Einfluss der unterschiedlichen Behandlungsmethoden auf die Biogasqualität [Amon 2004a]

Aus Tabelle 25 geht hervor, dass durch alle Methoden der CH<sub>4</sub>-Gehalt gesteigert werden konnte. Im Bereich des H<sub>2</sub>S-Gehaltes konnte durch den Einsatz des Tonmineralzusatzes „IPUS-Zeolift-biokat“ gezeigt werden, dass der Schwefelgehalt im Gas um über 70 % gesenkt werden kann. Allerdings weist die Dampfbehandlung bei zwei der Versuche eine negative Auswirkung auf den H<sub>2</sub>S-Gehalt auf. Im Bereich des CH<sub>4</sub>-Ertrages sind die Ergebnisse sehr unterschiedlich, was die Steigerung bzw. Verringerung der Ausbeute betrifft. Da diese Zahlen einem Zwischenbericht entnommen sind, können endgültige Ergebnisse erst mit dem Schlussbericht belegt werden.



### 3.1.5.1 Ertragssteigerung durch Optimierung des Gesamtwirkungsgrades

Ziel der Biogastechnologie muss aus wirtschaftlichen wie ökologischen Gründen eine Optimierung des energetischen Gesamtwirkungsgrades der Anlagen bzw. der Gasnutzung sein. Eine Möglichkeit zur Optimierung ist Gegenstand der Studie und betrifft die Einspeisung des Biogases in das Gasnetz und die energetische Verwertung direkt beim Verbraucher.

In der Vergangenheit haben sich am Markt u.a. aufgrund der Fördersituation vorwiegend Anlagen zur Verstromung des erzeugten Biogases durchgesetzt. Von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen ist daher die Nutzung des dabei gewonnenen elektrischen Stromes, die Verwertung der überschüssigen Wärme tritt sehr oft in den Hintergrund. Bei einem Großteil der Anlagen fällt dabei aufgrund der ungenutzten Abwärme der Gesamtwirkungsgrad dementsprechend schlecht aus. Gewöhnlich wird, wie bereits erwähnt, von der im Gas enthaltenen Energie (Brennwert) 1/3 im Strom umgewandelt, 1/3 für die Fermenterheizung (Hälfte der Wärme) herangezogen. Die restliche Energie (ca. 1/3) wird in Form von Abwärme in die Umgebung „rückgekühlt“. Für den Verkauf oder die Nutzung dieser Abwärme (z.B. für Nahwärmenetze oder Trocknungsanlagen) gibt es jedoch oft keinen Abnehmer. Die Gesamtwirtschaftlichkeit, umgelegt auf die Gestehungskosten, verschlechtert demnach das Ergebnis, wenn die Wärme nicht genutzt werden kann.

### 3.1.5.2 Düngewert

Ein weiterer, aufgrund seines Düngewertes ökonomisch verwertbarer „Ertrag“ einer Biogasanlage ist das Endsubstrat. Vielfach zitiert wird in der Literatur eine Erhöhung des Düngewertes aufgrund des zusätzlich pflanzenwirksamen Stickstoffs bei Biogasanlagen, die tierische Exkremente (Gülle, Mist) vergären. Dies entspricht nach [Walla 2004] jedoch nicht der Realität, da dies mit Versuchen nicht nachgewiesen werden konnte. Die Nährstoffmengen aus pflanzlichen Rohstoffen dürfen jedoch sehr wohl in einer betriebswirtschaftlichen Kalkulation berücksichtigt werden.

Wesentlich ist auch die Frage, ob das Restsubstrat aus landwirtschaftlichen Anlagen bzw. NAWARO-Anlagen oder aus gewerblichen Kofermentationsanlagen stammt. Wie in Kapitel 3.1.3.1 bereits angeführt, kann es möglicherweise in Zukunft zu erheblichen Kostensteigerungen für Kofermentationsanlagen kommen.

Bei NAWARO-Anlagen kann in jedem Fall ein Düngewert berücksichtigt werden. Negativ beeinflusst wird das Ergebnis durch die Ausbringungskosten, die in jedem Fall - ob NAWARO oder Koferment - anfallen.

[Keymer 2003] errechnet für verschiedene landwirtschaftliche Substrate die Ausbringungskosten. Es muss erwähnt werden, dass sich diese Zahlen auf eine Biogasanlage mit BHKW-Betrieb bezieht, bei der eine Reihe von Annahmen getroffen wurden (Wirkungsgrad und Laufzeit des BHKW mit Sicherheitszuschlag, Zündölanteil und Preis, Einspeisvergütung, Menge und Lagerdauer des ausgefaulten Substrates). Bei

Silomais ist beispielsweise mit Ausbringungskosten zwischen 1,3 – 1,4 €/t bezogen auf die Frischmasse (FM) zu rechnen.

### 3.1.6 Zusammensetzung von Rohbiogas

Die chemische Zusammensetzung von Rohbiogas ist im Wesentlichen vom Oxidationsgrad der eingesetzten Substrate abhängig. Bei rein chemischer Betrachtung der Stoffumsetzung ergibt sich der in Abbildung 24 dargestellte Zusammenhang zwischen der mittleren Oxidationsstufe des Kohlenstoffs im Substrat und dem Methananteil im Rohbiogas.

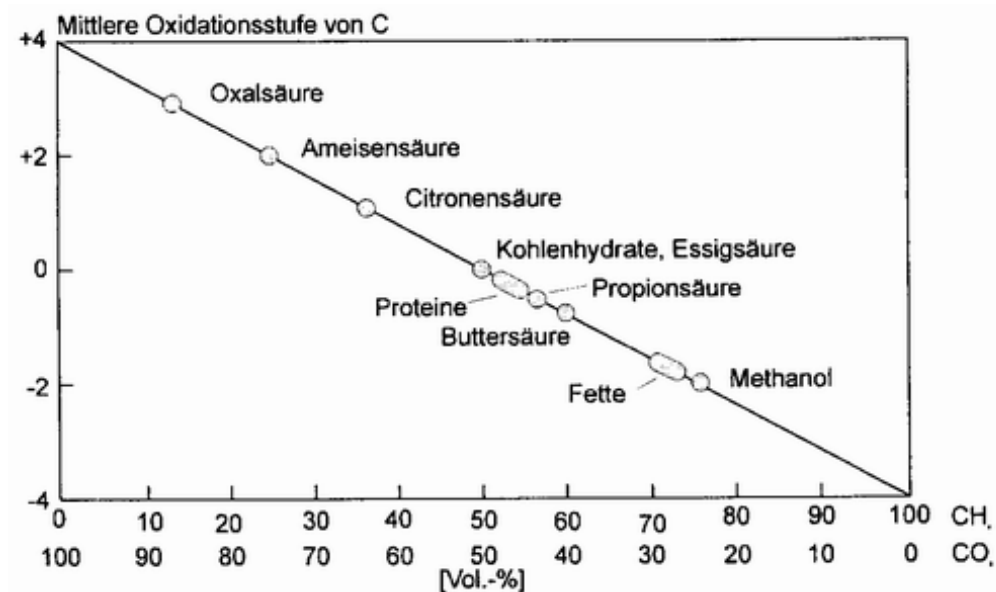


Abbildung 24: Zusammenhang der mittleren Oxidationsstufe des Kohlenstoffes im Substrat und dem Methangehalt im Rohbiogas [Biogas Forum 2004]

Demnach werden bei der Vergärung von Kohlenhydraten niedrigere Methangehalte im Biogas erzielt, wohingegen fetthaltige Substrate zu den höchsten Methangehalten führen. Bei der Vergärung komplexer organischer Stoffgemische stellt sich ein mittlerer Methangehalt ein, der zusätzlich von der Löslichkeit des Kohlendioxids im Gärsubstrat und vom Prozessverlauf beeinflusst wird. Da ein gewisser Anteil des gebildeten Kohlendioxids stets im Gärsubstrat gelöst wird, sind die tatsächlich ermittelten Methangehalte im Biogas immer etwas größer als die in Abbildung 24 dargestellten errechneten Werte.

Bei einer Prozessstörung kann der Methangehalt im Rohbiogas auch deutlich niedriger sein, da in der Regel zuerst die Methanbildung gehemmt wird, während die Freisetzung von Kohlendioxid durch die fermentativen Bakterien unbeeinflusst bleibt. Die Abnahme des Methangehaltes und die Verminderung der produzierten Biogasmenge sind daher sichere Anzeichen für eine Prozessstörung. Die unter realen Prozessbedingungen erzielbaren Gaserträge und Methangehalte einzelner Substrate sind in nachfolgender Tabelle 26 angeführt.

Stoffgruppe	Biogasertrag [ $m_N^3/kg$ oTS]	Methangehalt [Vol.-%]
Kohlenhydrate	0,7 - 0,8	55 - 60
Proteine	0,6 - 0,7	70 - 75
Fette	1,0 - 1,25	68 - 73
Bioabfall	0,35 - 0,5	55 - 68
NAWARO	0,5 - 0,7	50 - 62

Tabelle 26: Biogasertrag und Methangehalt einiger ausgewählter Stoffe [Biogas Forum 2004]

Da in der Praxis zumeist eine Mischung vieler verschiedener Stoffgruppen als Substrat verwendet wird, streut die Zusammensetzung von Rohbiogas in einem weiten Bereich. Eine eindeutige Definition von Biogas anhand der Gaszusammensetzung ist damit nicht möglich.

In Tabelle 27 sind exemplarisch die Inhaltsstoffe für Biogas mit einer möglichen Bandbreite und der Wirkung der einzelnen Komponenten dargestellt. Dies sind Konzentrationsbereiche für die üblicherweise im Rohbiogas vorhandenen Komponenten. Biogase industriellen Ursprungs können auch außerhalb der angeführten Bereiche liegende Zusammensetzungen aufweisen. Vor allem die Methan-, Kohlendioxid- und Schwefelwasserstoffgehalte können durch einseitige Substratzusammensetzung noch weiter variieren.

Die Angabe des Schwefelwasserstoffes erfolgt häufig auch in ppm (parts per million) 10.000 ppm entsprechen 1 %. In landwirtschaftlichen Anlagen liegt die Schwefelbelastung eher im Bereich bis 1.500 ppm, bei der anaeroben Abwasserreinigung in der Papierindustrie können bis zu 30.000 ppm  $H_2S$  entstehen.

Komponente	Biogas Vol.-%	Wirkung	ÖVGW G31
Methan CH <sub>4</sub>	40-75	brennbare Biogaskomponente	
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	25-55	vermindert den Brennwert erhöht die Methanzahl und damit die Klopfestigkeit von Motoren, fördert Korrosion (schwache Kohlensäure), falls das Gas zugleich feucht ist schädlich für alkalische Brennstoffzelle	< 2 Vol. %
Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S	0,005-0,5	korrosiv in Aggregaten und Rohrleitungen (Spannungsrissskorrosion) SO <sub>2</sub> -Emissionen nach Verbrennung bzw. H <sub>2</sub> SEmissionen, bei unvollständiger Verbrennung Katalysatorgift	Gesamtschwefel (auf Dauer) 10 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0006 Vol.-% Gesamtschwefel (im Schnitt) 30 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,002 Vol.-% Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S < 5 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0003 Vol.-%
Ammoniak NH <sub>3</sub>	0-1	NO <sub>x</sub> -Emissionen nach Verbrennung schädlich für Brennstoffzellen erhöht die Klopfestigkeit von Motoren	technisch frei
Wasserdampf H <sub>2</sub> O	0-10	trägt zur Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen bei Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate bei Frost Gefahr der Vereisung von Rohrleitungen und Düsen	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
Stickstoff N <sub>2</sub>	0-5	vermindert Brennwert, erhöht die Klopfestigkeit von Motoren	< 5 Vol. %
Sauerstoff O <sub>2</sub>	0 - 2	vermindert den Brennwert	< 0,5 Vol. %
Wasserstoff H <sub>2</sub>	0 - 1	brennfähiges Gas, Brennwert 13 MJ/m <sup>3</sup> entspricht 3,5 kWh/m <sup>3</sup>	< 4 Vol. %
Siloxane	0	nur bei Klär- und Deponiegas aus Kosmetika, Waschmittel, Druckfarben etc.: bilden wie Schmiermittel wirkendes Quarz und schädigen Motoren	Andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, dürfen nicht enthalten sein
Staub	k.A.	verstopft Düsen und schädigt Brennstoffzellen	technisch frei

Tabelle 27: Biogaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkungen sowie Vergleich mit ÖVGW G31 [Schulz 2001]

Bei einer Verwertung des Biogases ist Methan die Komponente mit dem höchsten Nutzen für den Anwender. Als CH<sub>4</sub> liegt der Kohlenstoff in seiner reduziertesten Form vor. Wird er unter Einsatz von Sauerstoff oxidiert, liefert er Energie bis er zu Kohlendioxid umgesetzt ist. CO<sub>2</sub> ist die oxidierteste Kohlenstoffverbindung. Aus ihr kann keine Energie mehr gewonnen werden. Dementsprechend wertvoller ist ein Biogas mit 75 Vol.-% Methan im Vergleich zu einem mit nur 50 Vol.-% CH<sub>4</sub>. Hersteller wie auch Betreiber von Biogasanlagen sind daher nicht nur bestrebt, aus dem eingesetzten Substrat möglichst viel Biogas zu erzeugen, sondern dabei auch einen hohen CH<sub>4</sub>-Anteil zu erzielen.

Ebenso wie CO<sub>2</sub> ist auch Wasserdampf eine Komponente, die keinen Energiegewinn durch Oxidation mehr erlaubt. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass der Wasserdampf bei einer Abkühlung des Gases kondensiert und dann in flüssiger Form Schäden an Mess- und Regeleinrichtungen, sowie Verdichtern verursacht. Um dies zu vermeiden wird Biogas vor einer Verwertung getrocknet. Die Verfahren, die dabei zur Anwendung kommen, werden in Kapitel 4 „Aufbereitungskosten“ vorgestellt.

Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) zählen ebenfalls zu den unerwünschten Gasbestandteilen. Vor allem Schwefelwasserstoff ist in jedem Biogas in messbarer Größe vorhanden. Es entsteht beim Abbau eiweißreicher Verbindungen im Substrat. NH<sub>3</sub> wie auch H<sub>2</sub>S sind aggressive Verbindungen, die zu Korrosion von Anlagenteilen, mit denen sie in Kontakt kommen, führen. So legen die meisten Hersteller für Blockheizkraftwerke und Heizkessel restriktive Grenzwerte für Schwefelwasserstoff fest, die zur Vermeidung von Korrosionsschäden nicht überschritten werden dürfen. Des weiteren entsteht bei der Mitverbrennung des Schwefelwasserstoffes im Biogas unerwünschtes SO<sub>2</sub>. Dieses SO<sub>2</sub> stellt einerseits einen Luftschadstoff dar, der in Verbindung mit Wasser zu saurem Regen führt oder andererseits bereits in der Abgasführung des Blockheizkraftwerkes mit kondensiertem Wasser schwefelige- bzw. Schwefelsäure bildet und die Korrosion begünstigt.

### 3.1.7 Optimierung der Rohbiogasqualität

In Kapitel 4 „Aufbereitungskosten“ werden Verfahren erörtert, um unerwünschte Begleitstoffe aus dem Rohbiogas zu entfernen. Ein anderer Ansatz, der ebenfalls erwähnt werden soll, ist es, erst gar keine oder geringere unerwünschte Gasbegleitstoffe entstehen zu lassen, somit die Qualität des Rohbiogases zu verbessern. Beispielsweise kann ein verminderter Eiweiseintrag in das Gärsubstrat die  $\text{H}_2\text{S}$ -Produktion bzw. -Konzentration verringern.

Diesen Ansatz zur Optimierung der Rohbiogasqualität verfolgt das in Kapitel 3.1.5 bereits erwähnte Forschungsprojekt im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft unter dem Titel „Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen mit dem Methanenergiewertsystem MEWS“. Ein weiteres, bereits abgeschlossenes EU-Demonstrationsprojekt<sup>19</sup>, das sich mit Optimierung der Rohbiogasqualität auseinandersetzt, ist „Anaero-Control“ [Holubar 2002a]. In diesem Projekt wurde ein integrativer Lösungsansatz für die Problematik der Steuerung von Biogasanlagen entwickelt. Komponenten von „Anaero-Control“ sind einerseits Sensoren zur Messung von wichtigen chemischen Parametern und andererseits deren Einbindung in eine neu entwickelte lernfähige Kontrollsoftware beruhend auf neuronalen Netzen (NN). Es konnte gezeigt werden, dass es durch eine Kombination aus Sensorik zur Messung gasförmiger und flüssiger Metaboliten und der neuentwickelten Steuerungssoftware auf Basis eines neuronalen Netzes möglich ist, den Biogasprozess zu steuern und zu optimieren. Durch die Anwendung des ANAERO-CONTROL-Systems war es möglich, die Gasproduktion zu erhöhen, ohne toxische Effekte hervorzurufen [Holubar 2002b].

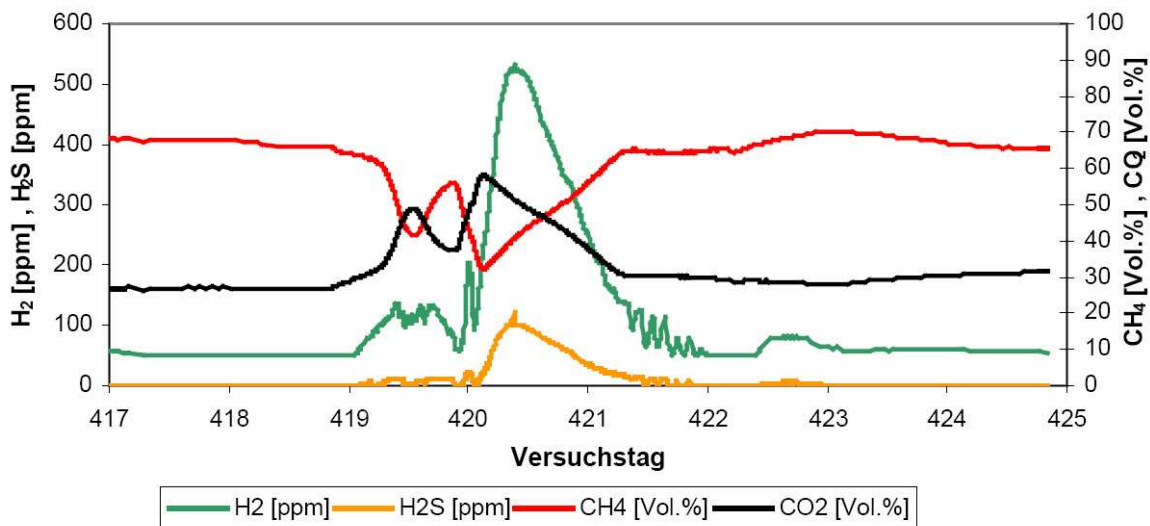


Abbildung 25: Gaskonzentration während eines Kohlenstoff-Pulses im Biogasreaktor [Holubar 2002b]

<sup>19</sup> Das Projekt wurde als Demonstrationsprojekt im 4. Rahmenprogramm von der Europäischen Union gefördert (Projektnummer BIO4-CT98-0193 - Zellfabriken).

In Abbildung 25 ist dargestellt, wie sich ein Kohlenstoff-Puls auf die Gaszusammensetzung auswirkt. Die Pulse wurden durch praxisnahe Zusätze verschiedener Kohlenstoffquellen, wie Pflanzenöl, Zucker oder Stärke erreicht. Die gewonnenen Daten aus diesen Pulsexperimenten dienen zum Training des neuronalen Netzes (NN) wobei die Auswahl der unterschiedlichen Substrate eine Adaption des NN an Praxisbedingungen möglich machte. Das NN war in der Lage, den Biogas-Prozess zu modellieren und zu steuern. Durch die Anwendung des „Anaero-Control“ Steuerungsprogramms war es möglich, Schwankungen in der Biogasproduktion zu glätten und den Prozess auf hohem Niveau zu stabilisieren. In der Praxis bedeutet dies, dass Anlagenbetreiber jederzeit über den Zustand ihres Reaktors Bescheid wissen. Das „Anaero-Control“ Steuerungswerkzeug ermöglicht einen verlässlichen, optimierten Betrieb des Biogas-Reaktors [Holubar 2002a].

### 3.1.8 Investitionskosten

Aufgrund der bisher beschriebenen zahlreichen kostenrelevanten Einflussfaktoren können die folgenden überwiegend der einschlägigen aus der Literatur entnommenen Kosten lediglich als Richtwerte angesehen werden. Die tatsächlich zu erwartenden Gestehungskosten müssen je nach Anlagenspezifika berechnet werden und können je nach Anlage erheblich differieren.

Die in Abbildung 26 dargestellten spezifischen Kosten beziehen sich auf die gesamten Investitionskosten, also auch inklusive der Infrastruktur für die Verstromung. Dieses Diagramm dient vorerst der Darstellung der erheblichen Kostendegression. Zur Ermittlung der tatsächlichen Kosten für die Gasgestehung zur Biogas-Netzeinspeisung werden die Kosten für das BHKW in Abzug gebracht. Anstatt der Abwärmenutzung des BHKW muss nun allerdings ein konventioneller, für Biogas adaptierter Gasbrenner installiert und bei den Investitionskosten berücksichtigt werden. Die Investitionskosten des Gasbrenners vermindern die Einsparung durch das BHKW um ca. 5 – 8 %. Die dargestellten Kurven für die Gestehungskosten wurden dann nochmals um diesen Wert korrigiert. Die sonstige Infrastruktur, wie Fermenterheizung, Gassammlung oder Elektrotechnik, bleibt auch bei der Variante ohne BHKW in den Kosten erhalten.

Bei der Darstellung der Investitionskosten wurde auf die Differenzierung in Abhängigkeit vom verwendeten Rohstoff verzichtet.

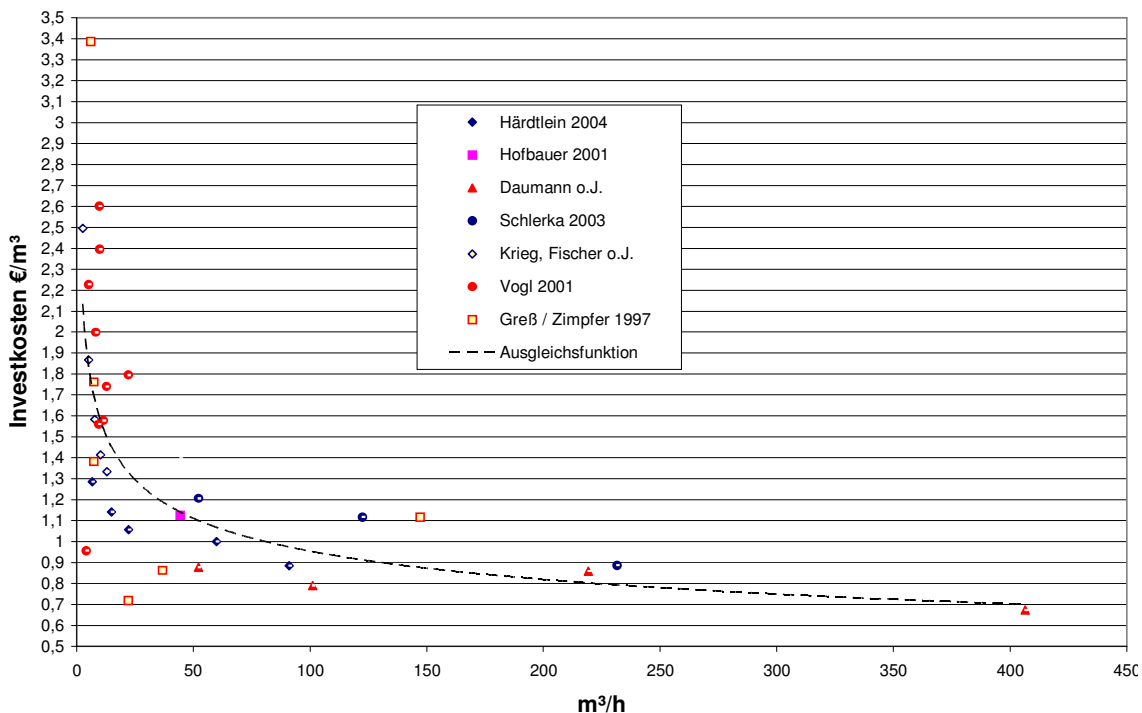


Abbildung 26: Spezifische Investitionskosten der Biogasvergärung (einschließlich Verstromung) in €/m<sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Härdtlein 2004, Hofbauer 2001, Daumann o.J., Schlerka 2003, Krieg/Fischer o.J., Vogl 2001, Greß/Zimpfer 1997]

Hinweise zu den einzelnen Quellen: Die Angaben in [Härdtlein 2004] stellen exemplarische Kosten für verschiedene Biogasanlagen hinsichtlich Gülleverwertung ohne und mit Kofermentation dar. Für den Wert auf der Abszisse in Abbildung 26 (Einheit m<sup>3</sup>/h) wurde der Gasertrag direkt aus der Tabelle [Härdtlein 2004] entnommen und durch 8700 h (das ist die angenommene jährlicher Dauer der Gasproduktion) dividiert. Die spezifischen Investitionskosten errechnen sich aus der Division der Gesamtkosten, welche in [Härdtlein 2004] als spezifische Investitionskosten angegeben waren, durch den Gasertrag.

[Hofbauer 2001] gibt Daten für eine bestehende Anlage an. In dieser werden Gülle (aus Legehennenmist, Schweine, Rindern und Pferdeexkrementen) sowie Küchenabfälle vergoren. Auf die erzeugte Gasmenge (m<sup>3</sup>/h) wird über die in der Quelle angegebene erzeugte elektrische Energie (kWh) und einer angenommenen BHKW-Auslastung von 85 % sowie einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 % rückgerechnet. Die Anlagenerrichtungskosten wurden als Absolutbetrag angegeben.

Die bei [Daumann o.J.] angeführten Zahlen stellen einen beispielhaften Kostenvergleich dar. Dabei wurden die Daten für diese Studie nach derselben Vorgehensweise wie bei [Hofbauer 2001] auf die Einheit m<sup>3</sup>/h rückgerechnet. Die Anlageninvestitionskosten sind bei [Daumann o.J.] als Absolutbetrag angegeben. In dieser Quellenangabe ist auch eine Anlage mit über 400m<sup>3</sup>/h erfasst. Dadurch kann ansehnlich dargestellt werden, dass die Kostendegression bei Anlagen ab 500 m<sup>3</sup>/h zwar noch vorhanden ist, aber nicht mehr so ausgeprägt ist, wie im Bereich zwischen 5 bis 100 m<sup>3</sup>/h.

Bei [Schlerka 2003] wurden die Angaben auf die Anlagengröße in  $\text{kW}_{\text{el}}$  bezogen, die Umrechnung der angegebenen Investitionskosten auf spezifische Investitionskosten erfolgte über den bekannten elektrischen Wirkungsgrad unter der Annahme eines Energiegehaltes des Rohbiogases von  $6 \text{ kWh/m}^3$  und einer BHKW-Verfügbarkeit von 7800 Betriebsstunden.

Die Daten bei [Krieg/Fischer o.J.] beziehen sich auf GVE (Großvieheinheiten). Diese wurden auf die Einheit  $\text{m}^3/\text{h}$  umgerechnet<sup>20</sup>.

Die Angaben der Daten aus [Vogl 2001] stammen aus einer schriftlichen Mitteilung zur Recherche der Diplomarbeit des Autors. Dabei lagen die Angaben zur Anlagengröße in Form der Gasproduktion pro Jahr vor. Die zugehörigen Gesamtinvestitionskosten stammen aus der Datensammlung der Hessischen Förderstelle [Vogl 2001].

In der umfangreichen Auswertung von [Greß/Zimpfer 1997] umfassen die Anlagendaten ebenfalls die Gasproduktion pro Jahr und der Gesamtinvestitionskosten. Dabei sind die Daten von [Vogl 2001] ergänzend zu den in [Greß/Zimpfer 1997] zitierten Daten zu sehen. [Greß/Zimpfer 1997] erfasste bis 1997, Vogl bis 2001 die Daten für das Bundesland Hessen.

Die in Abbildung 27 zusätzlich eingeführte Ausgleichsfunktion wurde aus [Walla/Schneeberger 2003] ermittelt und bietet eine relativ genaue Darstellung des Zusammenhangs Investitionskosten – Anlagengröße bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Österreich wieder.

Gleichzeitig wurden in dieser Abbildung die Kosten für das BHKW für die beiden Angaben abgezogen. Aufgrund der hier ermittelten Daten kann für die Investitionskosten ein Bereich zwischen der schwarzen und roten Linie definiert werden.

---

<sup>20</sup> Aus den Exkrementen einer GVE lassen sich zwischen 400 – 500  $\text{m}^3/\text{a}$  Biogas gewinnen.



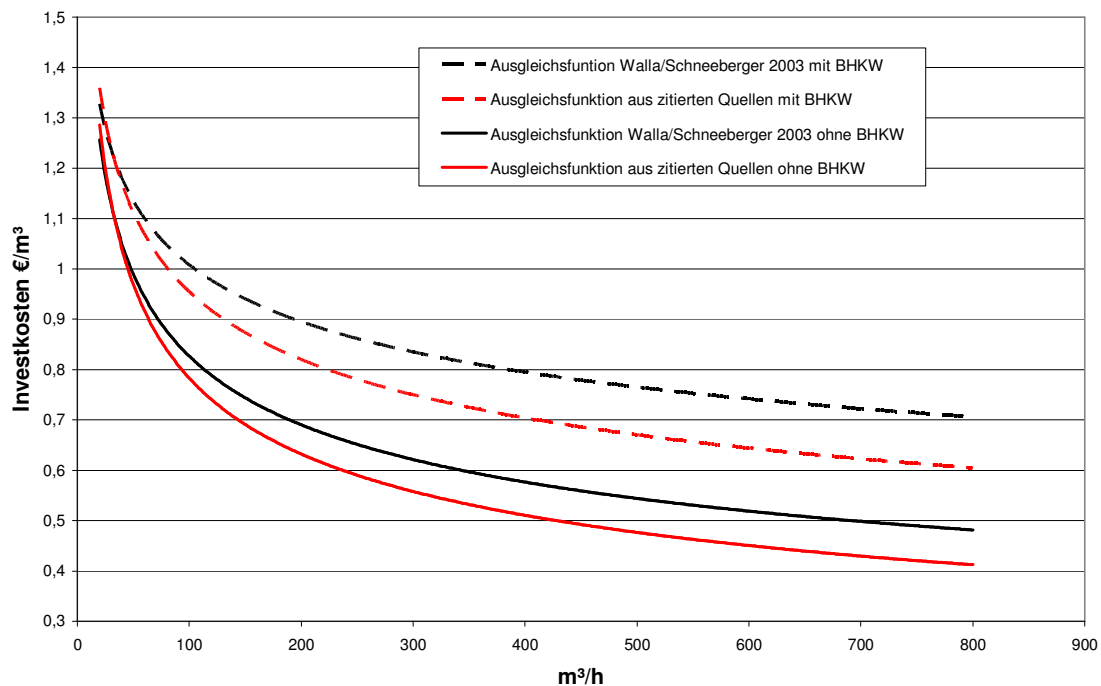


Abbildung 27: Spezifische Investitionskosten der Biogasvergärung mit und ohne BHKW in €/m<sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) (Quellen: siehe aus Abbildung 26, sowie [Walla/Schneeberger 2003, Walla 2001 und Krachler 2003])

### 3.1.9 Betriebskosten

Die Kosten beim Betrieb von Biogasanlagen sind sehr unterschiedlich. Wie bereits in Abbildung 18 dargestellt, sind diese von vielen sich gegenseitig beeinflussenden Faktoren abhängig.

Die in Abbildung 28 angeführten spezifischen Betriebskosten stammen aus Erhebungen von Förderstellen, aus realisierten Anlagen und sind teilweise Schätzungen basierend auf Erfahrungswerten der jeweiligen Autoren.

Um eine aussagekräftige Information über die spezifischen Betriebskosten in €/m<sup>3</sup> bezogen auf die Anlagengröße in m<sup>3</sup>/h zu erhalten, wurde eine Ausgleichsfunktion der gesammelten Daten ermittelt.

Zur Differenzierung zwischen reinen Gülleanlagen, Anlagen mit NAWAORO wurden diese Daten mit verschiedenen Ausgleichsfunktionen im Diagramm dargestellt.

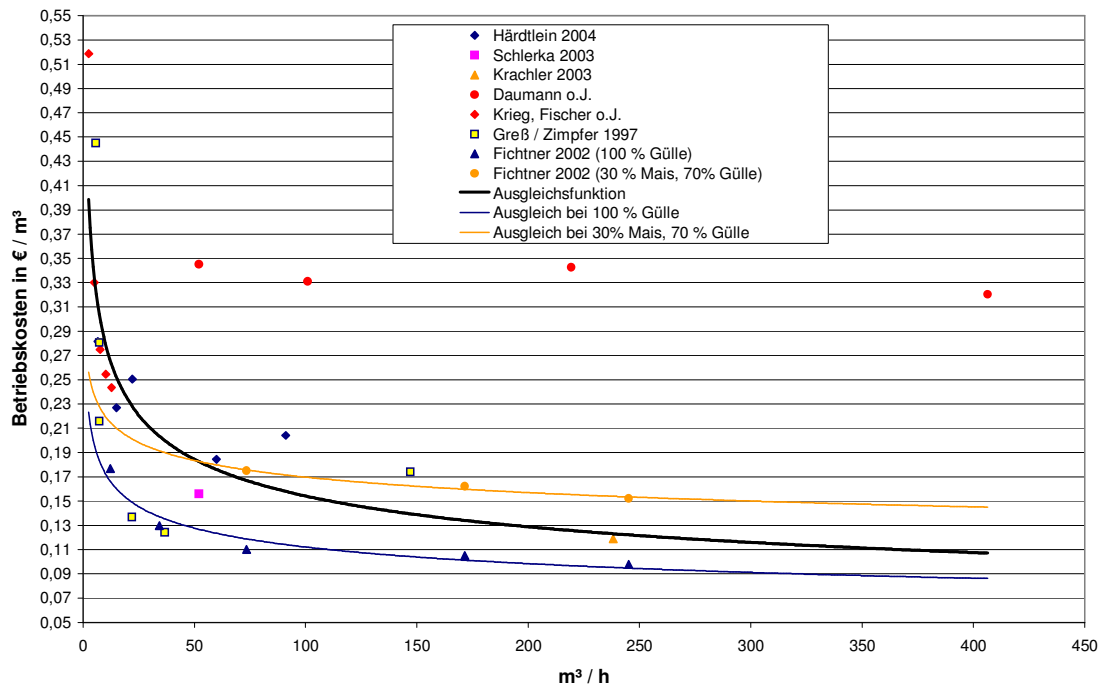


Abbildung 28: Spezifische Betriebskosten von Biogas in  $\text{€} / \text{m}^3$  bezogen auf die Anlagengröße in  $\text{m}^3/\text{h}$  [Härdtlein 2004, Schlerka 2003, Krachler 2003, Daumann o.J., Krieg/Fischer o.J., Greß/Zimpfer 1997, Fichtner 2002]

Nach [Fichtner 2002] ergeben sich bei 100 % Gülle die niedrigsten Betriebskosten, da mit weniger Problemen und einem geringeren Energieaufwand aufgrund der geringen Trockensubstanz gerechnet werden kann. Verändert man das Mischungsverhältnis auf 70 % Gülle und 30 % Mais steigen die Betriebskosten um etwa 60 % an. Die in Abbildung 13 berechnete Ausgleichsfunktion stellt ein Mittel der restlichen Werte dar. Da die Werte von [Fichtner 2002] bereits extra dargestellt wurden, sind diese in der Trendlinie nicht enthalten. Aufgrund der hohen Abweichung wurden dabei die Wert von [Daumann o.J.] nicht berücksichtigt.

### 3.1.10 Gesteungskosten für Rohbiogas

Die Gesteungskosten ergeben sich aufgrund der Aufstellung in Tabelle 21 und den jeweiligen Annahmen zu Rohstoffkosten, Vergärungskosten und Gaserträge. Die Darstellung in Abbildung 29 ist eine Zusammenfügung der Abbildung 27 (spezifische Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten) mit den Daten aus Abbildung 28 (spezifische Betriebskosten mit einer oberen und unteren Grenze für verschiedene Anlagentypen) welches, um den oben beschriebenen Kostenfaktoren gerecht zu werden, als Band dargestellt ist.

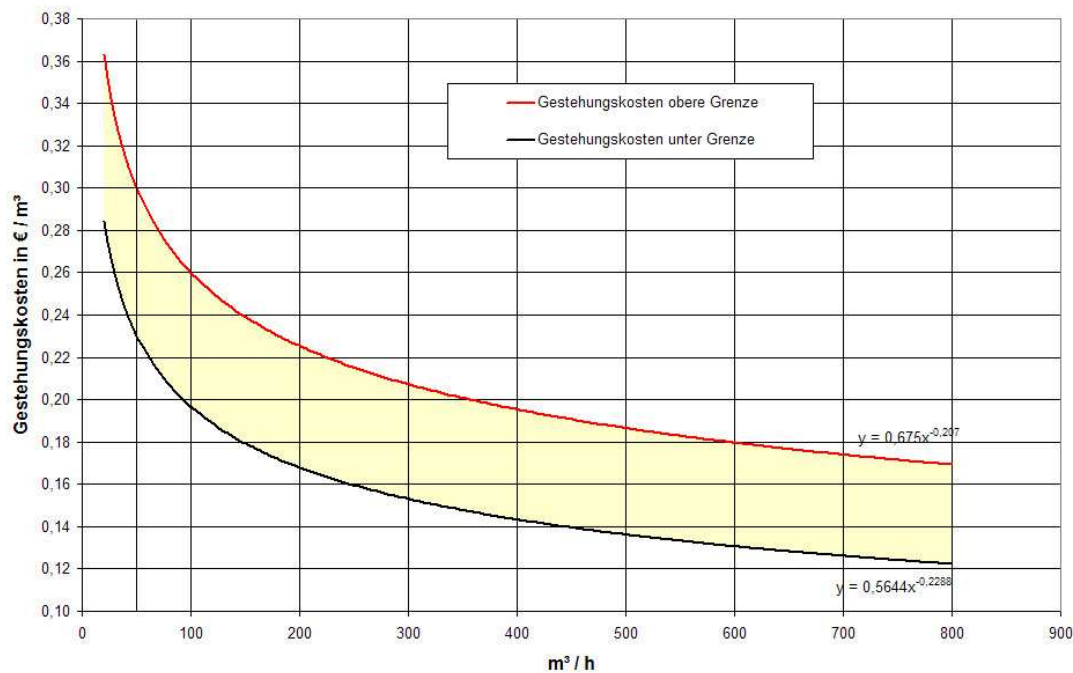


Abbildung 29: Spezifische Gestehungskosten für Rohbiogas in €/m<sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße in m<sup>3</sup>/h

Die ermittelten spezifischen Gestehungskosten weisen eine relativ große Bandbreite auf. Beispielsweise beträgt die untere Grenze der Gestehungskosten bei einer Anlage mit 50 m<sup>3</sup>/h ca. 0,23 €/m<sup>3</sup> und die obere Grenze ca. 0,3 €/m<sup>3</sup>. Das entspricht einer Kostendifferenz von 30 % von der unteren zur oberen Grenze. Bei einer Anlage mit einer Größe von 200 m<sup>3</sup>/h beträgt die untere Kostengrenze ca. 0,17 €/m<sup>3</sup> und die obere etwa. 0,22 €/m<sup>3</sup>. Das entspricht einer Kostendifferenz von 34 % von der unteren zur oberen Grenze. Diese Streuungen sind auf die eingangs erwähnten variablen Kostenfaktoren, insbesondere hinsichtlich des eingesetzten Rohstoffes, also von Kofermenten einerseits und NAWAROS andererseits, zurückzuführen.

Eine alternative Methode, die spezifischen Gestehungskosten zu ermitteln, wäre die Möglichkeit, vom derzeit gültigen Einspeisetarif für Strom auf die Biogaskosten rück zu rechnen.

Folgende Gründe sprechen gegen diese Methode:

- a) Die Einspeisetarife sind gestaffelt nach Leistungsklassen und weisen demnach eine unstete Kurve auf. In der Realität sind die Gestehungskosten bezogen auf den Durchsatz oder die Leistung allerdings kontinuierlich.

- b) Die Preise sind politisch festgesetzt und nicht ausschließlich durch Wirtschaftlichkeitsanalysen bestimmt. In Abbildung 30 ist dargestellt, wie die e-control den Tarif für eine Biogasanlage <200kW ermittelt hat [BMWA 2002]. Dieser beträgt für die Variante mit Kofermentation 8,58 cent/kWh, für eine Anlage ohne Kofermente war dieser mit 11,16 cent/kWh ermittelt worden. Dies bedeutet eine Steigerung um ca. 30 %.

<b>Biogas mit Kofermentation - Kleinanlagen (&lt; 200 kW)</b>	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	3.500,00 €/kW
Betriebskosten:	60,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	1,71 %
Volllaststunden	4.900,00 h
<b>Kostendeckender Tarif bei 4900 Volllaststunden:</b>	<b>8,58 cent/kWh</b>

Abbildung 30: Ermittlung des Einspeistarifes für Biogas für eine Anlage < 200 kW [BMWA 2002]

Der tatsächliche Stromtarif lt. derzeitig gültigem Ökostromgesetz (Stand Oktober 2004) beträgt allerdings bei Anlagen zwischen 100 und 500 kW mit Kofermentierung 10,87 cent/kWh und bei Anlagen ohne Kofermente 14,5 cent/kWh, (entspricht –25 %). Dass heißt, dass die letztendlich festgelegten Tarife von denen der staatlichen Kontrollbehörde „errechneten“ doch zwischen 25 und 30 % abweichen.

- c) In verschiedenen Ländern wurden unterschiedliche Einspeistarife festgesetzt. Demnach müssten die Gestehungskosten etwa in Deutschland höher sein als in Österreich.

Aus den genannten Gründen wird daher darauf verzichtet, aus dem Einspeisetarif auf die Biogas-Gestehung rück zu rechnen.

## 3.2 Klärgas

Im Bereich des Kläranlagenbaus konnten in der Vergangenheit (ab 1930) die meisten Erfahrungen hinsichtlich Anaerobtechnik gesammelt werden. Die Biogasnutzung im Bereich der Landwirtschaft begann hingegen erst Anfang der 90er Jahre und wurde im wesentlichen durch die verbesserten Einspeisebedingungen für elektrische Energie ins öffentliche Stromnetz forciert.

Die Klärgastechnik hat zwei Vorteile: Einerseits kann durch die Gasproduktion (und im Regelfall die nachfolgende Verstromung) ein Großteil des Eigenenergiebedarfs für Belüfter, Pumpen und Rührwerke gedeckt werden. Andererseits wird dadurch die Verarbeitbarkeit des Klärschlammes einfacher. Aufgrund der Aufschließung durch die Mikroorganismen lässt sich der Klärschlamm stabilisieren und damit leichter entwässern, was sich wiederum positiv auf die Betriebskosten auswirkt.

In Abbildung 31 sind die grundsätzlichen Abläufe bei der Entstehung des Klärschlammes während der Abwasserbehandlung dargestellt.

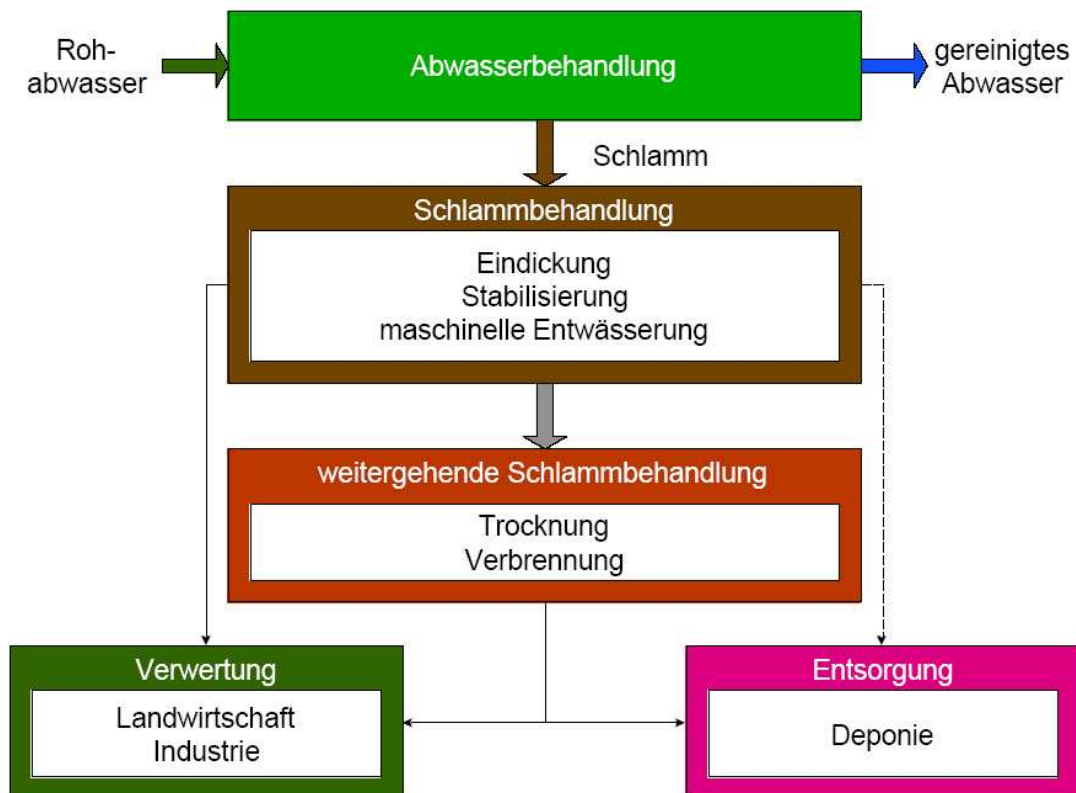


Abbildung 31: Entstehung von Klärschlamm bei der Abwasserbehandlung [RWTH 2002]

Wie bereits oben erwähnt, muss der entstehende Klärschlamm aufgrund des hohen Anteils an organischen Substanzen (Kohlenhydrate, Fette, Eiweiß), die einen Nährboden für

Mikroorganismen darstellen, jedenfalls behandelt werden. Der spontane Beginn von Umsetzungsprozessen würde Fäulnis hervorrufen.

Für die Behandlung stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung. Im Wesentlichen sind dies die chemische Schlammstabilisierung, thermische Schlammstabilisierung und biologische Schlammstabilisierung, welche sowohl aerob (unter Luftzufuhr) als auch anaerob (unter Luftabschluss) erfolgen kann. In weiterer Folge wird der stabilisierte Schlamm je nach Verfahren eingedickt, entwässert, getrocknet oder verbrannt und in der jeweiligen Form in der Landwirtschaft oder im Landbau ausgebracht bzw. deponiert (im Fall von Asche). Oft wird die Anaerobtechnik auch bei hoch belasteten organischen Abwässern in der Industrie eingesetzt. Aerobe Verfahren würden beispielsweise zu hohe Kosten durch die intensive Belüftung ( $O_2$ -Verbrauch) hervorrufen. Aufgrund der jedenfalls erforderlichen Behandlung des Klärschlammes ist daher die anaerobe Schlammstabilisierung ein Schritt in der Klärschlammbehandlung, die als kostenloses „Nebenprodukt“ Biogas abwirft.

Bezeichnenderweise werden in verschiedenen Literaturquellen als Ziele der Klärschlammbehandlung die Volumenverringerng (Reduzierung des Wassergehaltes), die Verringerung der Feststoffmasse (biologischer Abbau der organischen Feststoffsubstanz), die Umwandlung des Klärschlammes in ein weitgehend verwertbares (hygienisch einwandfreies) Endprodukt sowie die Stabilisierung, d.h. Behandlung, so dass keine weitere Fäulnis auftritt, genannt. Die Gewinnung von Biogas oder gar Optimierung der Biogaserträge stellen üblicherweise keine Ziele in der Klärtechnik dar [Neis 2001a].

Der Prozessschritt der Biogaserzeugung im Gesamtprozess Abwasserreinigung ist in Abbildung 32 dargestellt.

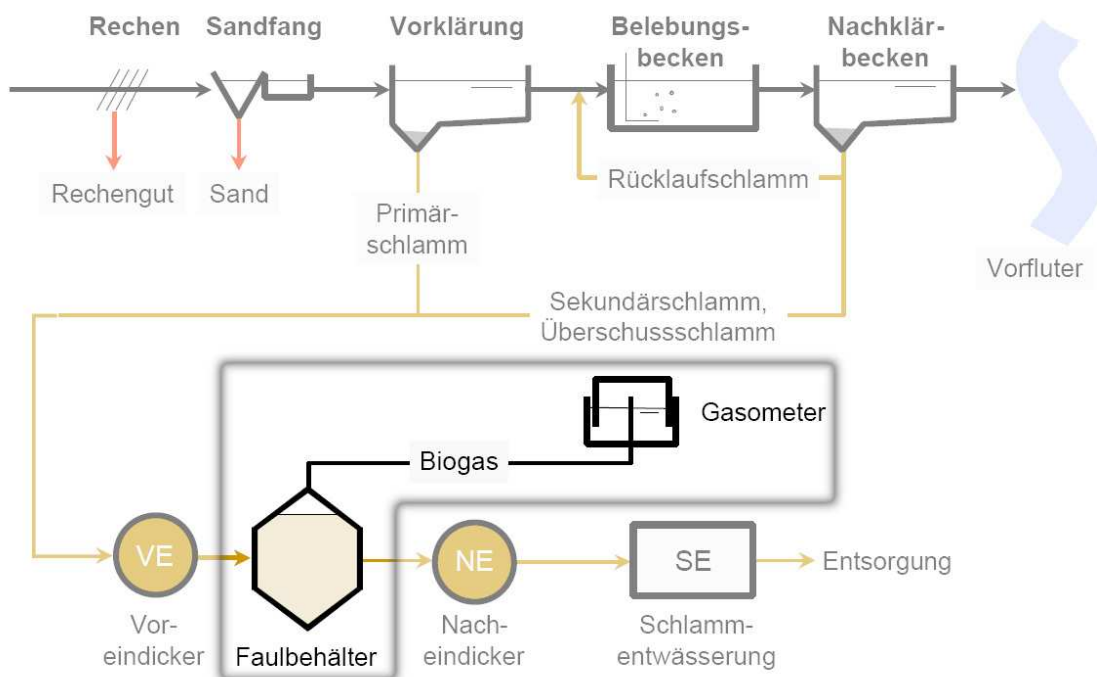


Abbildung 32: Fließschema des Schlammanfalls bei einer Kläranlage [RWTH 2002]

Im Gegensatz zu den herkömmlichen Bauweisen der Fermenter, die im Kapitel 3.1 beschrieben wurden, kommen im Kläranlagenbau vereinzelt auch so genannte „Fauleier“ zur Ausführung, welche sich durch ihre außergewöhnliche Bauweise auszeichnen (siehe Abbildung 33). Vorteile dieser Bauweise sind eine bessere Umwälzung des Schlammes und geringere Wandstärken des Behälters. Abbildung 16 wurde auch deshalb ausgewählt, da es zeigen soll, dass hinsichtlich der Fluidodynamik<sup>21</sup> noch Optimierungen im Behälterbau möglich sind. Bei den herkömmlichen Rundfermentern ist im Betrieb ein erheblicher Energieaufwand notwendig, um Sink- bzw. Schwimmschichten zu vermeiden. Die wahrscheinlich höheren Baukosten müssen allerdings in einem vernünftigen Verhältnis zu den Optimierungsmaßnahmen für den Betrieb stehen.

---

<sup>21</sup> Die Fluidodynamik oder Hydrodynamik (aus dem Griechischen hýdro = Wasser, dynamikós = kräftig, wirksam) ist ein Teilgebiet der Strömungslehre und beschäftigt sich mit bewegten Flüssigkeiten und Gasen. Untersucht werden z.B. laminare und turbulente Strömungen in offenen und geschlossenen Gerinnen sowie Bewegungen und Kraftverhältnisse in Druckleitungen. (Quelle: <http://www.infoslexikon.de/Hydrodynamik.html>)





### Toxische Einflüsse

Anders als beim Rohbiogas (wo in der Regel das Substrat bekannt ist und kontrolliert eingebracht wird) kann es durch Einleitung von toxischen Materialien in die Kläranlage zu negativen Beeinträchtigungen im Faulungsprozess kommen.

### Verfahrenstechnik / Belastungszustände / Faulraumvolumen

Ebenso wie bei Rohbiogas führen optimale Betriebsbedingungen (ausreichende Durchmischung, Faulraumvolumen, Faulzeit, Temperatur, etc) zu besseren Ergebnissen in der Biogasqualität und -quantität.

Komponente	Klärgas Vol.-%	Wirkung	ÖVGW G31
Methan CH <sub>4</sub>	60-70	brennbare Biogaskomponente aus Klärschlammfaulungs	
	65-85	brennbare Biogaskomponente aus anaerober Behandlung hochbelasteter Abwässer (z.B. Zucker,	
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	40-30	vermindert den Brennwert erhöht die Methanzahl und damit die Klopfestigkeit von Motoren, fördert Korrosion (schwache Kohlensäure), falls das Gas zugleich feucht ist schädlich für alkalische Brennstoffzelle	< 2 Vol. %
Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S	0-1	korrosiv in Aggregaten und Rohrleitungen (Spannungsrisikokorrosion) SO <sub>2</sub> -Emissionen nach Verbrennung bzw. H <sub>2</sub> SEmissionen, bei unvollständiger Verbrennung Katalysatorgift	Gesamtschwefel (auf Dauer) 10 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0006 Vol.-%
			Gesamtschwefel (im Schnitt) 30 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,002 Vol.-%
			Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S < 5 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0003 Vol.-%
Ammoniak NH <sub>3</sub>	k.A.	NO <sub>x</sub> -Emissionen nach Verbrennung schädlich für Brennstoffzellen erhöht die Klopfestigkeit von Motoren	technisch frei
Wasserdampf H <sub>2</sub> O	0-10	trägt zur Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen bei Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate bei Frost Gefahr der Vereisung von Rohrleitungen und	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
Stickstoff N <sub>2</sub>	0-1	vermindert Brennwert, erhöht die Klopfestigkeit von Motoren	< 5 Vol. %
Sauerstoff O <sub>2</sub>	0-0,3	vermindert den Brennwert	< 0,5 Vol. %
Wasserstoff H <sub>2</sub>	k.A.	brennfähiges Gas, Brennwert 13 MJ/m <sup>3</sup> entspricht 3,5 kWh/m <sup>3</sup>	< 4 Vol. %
Siloxane	40 mg/m <sup>3</sup> gemessen als Silizium	nur bei Klär- und Deponiegas aus Kosmetika, Waschmittel, Druckfarben etc.: bilden wie Schleifmittel wirkendes Quarz und schädigen Motoren	Andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, dürfen nicht enthalten sein
Staub		verstopft Düsen und schädigt Brennstoffzellen	technisch frei

Tabelle 28: Klärgasgaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkung sowie der Vergleich zur ÖVGW G31 [Hohmann 2001, ATV 2002, Klaas 2001]

## 3.2.2 Gesteungskosten von Klärgas

Wie in Abbildung 32 dargestellt wurde, ist die Anaerobtechnik nur einer von mehreren Prozessschritten bei der notwendigen Behandlung des Klärschlammes. Es wird daher davon ausgegangen, dass das Rohbiogas aus Kläranlagen zum Nulltarif zur Verfügung steht, da es als „Nebenprodukt“ anfällt und keine zusätzlichen Investitionen erfordert.

In der Klärgastechnik wurden in der Vergangenheit Methoden zur Steigerung der Gasausbeuten erprobt. Beispielsweise kann mit der Ultraschalltechnik der Klärschlamm desintegriert werden. Das bedeutet, dass das wässrige Medium (Klärschlamm) mit Ultraschall im Frequenzbereich > 20 Hz beschallt wird, wodurch es aufgrund des kurzzeitigen Auftretens und Zerfallens von Wasserdampfblasen zu hohen Druck- und Temperaturspitzen kommt. Je nach Intensität der Beschallung werden die Zellen zerstört und in Fragmente zerlegt, was eine Reduktion der Faulraumvolumina zur Folge hat [Neis 2001b]. Die in Labor- und Pilotversuchen festgestellten erhöhten Klärgasproduktionsraten müssen an großen Anlagen allerdings erst nachgewiesen werden.

Das Klärgaspotential wurde in Kapitel 1 bereits dargelegt. Es ist anzumerken, dass theoretisch ein gewisses Konkurrenzverhältnis zwischen Kläranlagen und Biogasanlagen im Bereich der Kofermente auftreten könnte. Da üblicherweise die beiden Typen auf die jeweiligen Anforderungen ausgelegt sind (Stichwort Hygienisierungsverordnung), wird es in der Praxis wenig Bedeutung haben.

### 3.3 Deponiegas

Im Gegensatz zu Kapitel 3.1, 3.2 und 3.4 muss Deponiegas nicht durch technische Vorrichtungen erst erzeugt werden. Es fällt aufgrund von Ablagerungen biogener Materialien mehr oder weniger kontinuierlich in Deponien an. Die Investitionen zur Nutzung beschränken sich lediglich auf die Sammlung und Verwertung des Deponiegases.

In der Deponieverordnung [BGBl. 1996/164] sind folgende Deponietypen definiert:

- **Bodenaushubdeponien** für die Ablagerung von Inertabfällen mit sehr geringen Schadstoffgehalten (im Wesentlichen nicht verwertbarer Aushub und Abraum von natürlich gewachsenen Böden).
- **Baurestmassendeponien** für die Ablagerung von Inertabfällen mit geringen Schadstoffgehalten.
- **Reststoffdeponien** für die Ablagerung von Abfällen mit erhöhten, aber immobilen Schadstoffgehalten (im Wesentlichen Reststoffe aus der thermischen Vorbehandlung).
- **Massenabfalldeponien** für Abfälle mit begrenzten Schadstoffgehalten einschließlich Reststoffen aus mechanisch-biologischer Vorbehandlung.

Demnach steht der überwiegende Teil des Deponiegaspotentials aus Massenabfalldeponien zur Verfügung.

Die Darstellung der Gestehungskosten für Deponiegas, um es in ein Gasnetz einzuspeisen, könnte stark verkürzt werden. Und zwar mit der Feststellung, dass das Deponiegas bzw. Methan ohnehin aufgrund gesetzlicher Vorschriften gesammelt und unschädlich gemacht werden muss. Der Grund für diese gesetzlichen Vorschrift ist die hohe Klimawirksamkeit von Methan. Das austretende Methan absorbiert aufgrund seiner molekularen Struktur Wärmestrahlung in der Atmosphäre viel stärker als etwa Kohlendioxid. [Nahm 1997]. Methan bleibt allerdings nicht so lange in der Atmosphäre wie etwa Kohlendioxid. Trotzdem ist Methan bei der Erderwärmung 21 mal effektiver als Kohlendioxid. Multipliziert man die Effektivität mit der emittierten Menge ergibt es das „Global Warming Potential“ (GWP). Diese Angabe wird meist im Verhältnis zu einem Kilogramm Kohlendioxid, bezogen auf einen zukünftigen Zeitpunkt, ausgedrückt. Wenn das GWP von Kohlendioxid gleich eins ist, dann ist bei einem Zeitraum von 20 Jahren (ab 1990) das GWP von Methan gleich 63 [Simmons 1993].

#### 3.3.1 Deponiegasentstehung

Aufgrund der biochemischen Abbauprozesse von organischer Substanz innerhalb des Deponiekörpers entsteht Deponiegas, das aus den Hauptkomponenten Methan ( $\text{CH}_4$ ), Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) sowie den Nebenbestandteilen Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ) und Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) besteht [Lorber 2002]. Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) stammt aus der Umgebungsluft (aerobe Eindringzone) und ist nur in geringen Volumsanteilen vorhanden. Deponiegas besteht weiters noch aus einer Vielzahl von Spuren- und Geruchsstoffen (z.B.  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ , etc.). Bei unkontrolliertem Austritt aus dem Deponiekörper besteht neben der

Explosionsgefahr der Hauptkomponente  $\text{CH}_4$  noch weitere Gesundheitsgefahren aufgrund der sonstigen Spurenstoffe.

Deponiegas entsteht durch mikrobielle, biologische Abbauprozesse von organischen Ablagerungen unter weitgehend anaeroben Bedingungen. Der gesamte aerobe und anaerobe Abbau erfolgt nach einer Modellvorstellung nach [Tabasaran/Rettenberger 1997] in mehreren Phasen :

## Deponiephasen

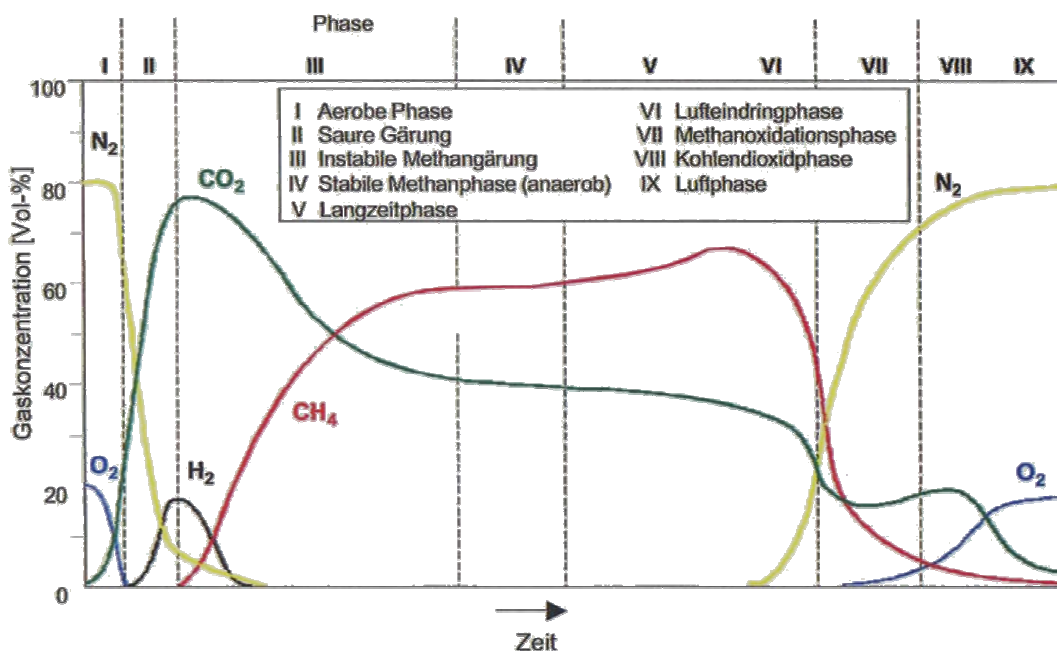


Abbildung 34: Modellvorstellung: Phasen der Deponiegasbildung [Tabasaran/Rettenberger 1997]

### Phase I

In der jungen Schüttung werden durch rasant einsetzende Reaktionen hochmolekulare Inhaltsstoffe wie Kohlehydrate, Eiweiß, Fette, etc. hydrolytisch und fermentativ zu niedermolekularen Stoffen umgewandelt. Die Hydrolyse läuft unter aeroben Bedingungen ab und dauert Tage bis Wochen. Der pH-Wert sinkt durch Bildung von Säuren langsam ab.

### Phase II

In dieser Phase treten fakultativ anaerobe Verhältnisse ein, und bei niedrigem pH-Wert werden die Abbauprodukte der ersten Phase zu niederen Fettsäuren (Buttersäure, Propionsäure, Essigsäure, etc.) unter Geruchsbildung umgesetzt. Diese saure Gärung kann Monate dauern und belastet durchdringendes Niederschlagswasser (Sickerwasser) mit hohen organischen Frachten.

### Phase III

In dieser Phase konsolidiert das anaerobe Milieu allmählich. Der pH-Wert und die Temperatur steigen. Aus den Fettsäuren wird in dieser acetogenen Phase vorwiegend Essigsäure, Kohlensäure und Wasserstoff gebildet. Diese Phase dauert Jahre, und die Methanbildung setzt langsam ein.

#### **Phase IV**

In der Methanphase wird durch Methanbakterien aus Essigsäure, Kohlensäure und Wasserstoff Methan gebildet. Die Methanbakterien der Gruppe Methanococcus sind strenge Anaerobier, nur in schmalen pH-Bereichen lebensfähig und finden in begrenzten Temperaturbereichen ihre optimalen Lebensbedingungen. Diese Phase („stabile Methanphase“) dauert Jahrzehnte und ist erst bei vollständigem Umbau (Mineralisierung) der organischen Substanz abgeschlossen. Die Angaben bezüglich der Dauer der Phase IV sind sehr unterschiedlich. Im Mittel kann davon ausgegangen werden, dass ca. 10 bis 30 Jahre nach der Ablagerung annähernd stabile Verhältnisse im Deponiekörper vorherrschen. Die angegebenen Zeiträume bis zum Erreichen der Phase IV sind nur als Größenordnung zu werten.

Aufgrund des aus tieferen Schichten aufsteigenden Deponiegases verläuft diese Entwicklung in frisch eingebauten Müllschichten auf Betriebsdeponien wesentlich rascher. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass aber auch in neu angelegten Müllablagerungen schon nach kurzer Zeit Methan und Kohlendioxid produziert wird.

Über die Dauer der Gasbildungsvorgänge liegen noch keine abschließenden Erkenntnisse vor. Bisherige Schätzungen geben Zeiträume bis zu 15 Jahren mit maximaler und von 30 bis 100 Jahren mit abnehmender Gasproduktion an.

Die Gasbildungsrate (Beginn, Dauer, Menge) wird von verschiedenen Faktoren (Temperatur, Wassergehalt, Alkalität, Redoxpotenzial, Nährstoffgehalt, Fettsäuregehalt, Salze, Schwermetallgehalt, etc.) beeinflusst. Die Deponiegaszusammensetzung hängt von der jeweiligen Gasbildungsphase (d.h. Alter der Ablagerung) sowie der Art und den Anteilen der Abfallkomponenten ab. In der stabilen Methanphase beträgt das Konzentrationsverhältnis von CH<sub>4</sub> zu CO<sub>2</sub> ca. 1,2 bis 1,5 wobei es bei einer Zumischung von Luft (an der Oberfläche, bzw. durch Ansaugen von Falschluff bei der aktiven Entgasung) zu einer Verdünnung kommt.

Für die Gefährdungsabschätzung von Altablagerungen in der Nähe einer Bebauung spielt das Entgasungsverhalten des Abfallkörpers eine entscheidende Rolle. Deponiegas ist im Wesentlichen ein Methan (CH<sub>4</sub>) - Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)-Gemisch, das wie erwähnt auch Anteile toxischer Spurenstoffe enthält. Im Bereich zwischen 5-15 Vol.-% Methan liegt ein explosives Gasmisch vor. Als weitere Umwelteinflüsse sind Geruchsbelästigung, Vegetationsschäden und die Toxizität einzelner Inhaltsstoffe zu nennen. In unmittelbarer Nachbarschaft zu einer Bebauung oder sonstigen Nutzung treten diese Gefahren auf. Für die Gefährdungsabschätzung ist es wichtig zu wissen, wie viel Deponiegas aktuell produziert wird bzw. auf welchen Wegen die Gase aus dem Deponiekörper entweichen. Bei dieser Betrachtung spielen Gasprognosen auf der Basis von Rechenmodellen eine wichtige Rolle um das zukünftige Gasbildungsverhalten der Ablagerung abzuschätzen [Lorber 2002].

### 3.3.2 Zusammensetzung von Deponiegas

Neben Wasserdampf (Deponiegas ist immer H<sub>2</sub>O-gesättigt) ist mit dem Auftreten von dampfförmigen Abbauprodukten (Metaboliten) sämtlicher in der Deponie abgelagerter Stoffe zu rechnen. Die Gesamtsumme der Spurenstoffe kann bis in den Grammbereich pro Kubikmeter Deponiegas betragen (d.h. 1-5 Vol.-%).

In Tabelle 29 sind typische Werte für Deponiegas zusammengefasst, wobei anzumerken ist, dass die Zusammensetzung von Deponiegas wesentlich vom Deponiealter abhängig ist, diese Werte stellen daher nur Mittelwerte dar.

Komponente	Deponiegas Vol.-%	Wirkung	ÖVGW G31
Methan CH <sub>4</sub>	35-55	brennbare Biogaskomponente	
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	30-45	vermindert den Brennwert erhöht die Methanzahl und damit die Klopfestigkeit von Motoren, fördert Korrosion (schwache Kohlensäure), falls das Gas zugleich feucht ist schädlich für alkalische Brennstoffzelle	< 2 Vol. %
Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S	0-0,013	korrosiv in Aggregaten und Rohrleitungen (Spannungsrissskorrosion) SO <sub>2</sub> -Emissionen nach Verbrennung bzw. H <sub>2</sub> SEmissionen, bei unvollständiger Verbrennung Katalysatorgift	Gesamtschwefel (auf Dauer) 10 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0006 Vol.-% Gesamtschwefel (im Schnitt) 30 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,002 Vol.-% Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S < 5 mg/m <sup>3</sup> entspricht 0,0003 Vol.-%
Ammoniak NH <sub>3</sub>	0-0,002	NO <sub>x</sub> -Emissionen nach Verbrennung schädlich für Brennstoffzellen erhöht die Klopfestigkeit von Motoren trägt zur Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen bei	technisch frei
Wasserdampf H <sub>2</sub> O	0-10	Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate bei Frost Gefahr der Vereisung von Rohrleitungen und Düsen	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
Stickstoff N <sub>2</sub>	19-30	vermindert Brennwert, erhöht die Klopfestigkeit von Motoren	< 5 Vol. %
Sauerstoff O <sub>2</sub>	1-6	vermindert den Brennwert	< 0,5 Vol. %
Wasserstoff H <sub>2</sub>	0-1	brennfähiges Gas, Brennwert 13 MJ/m <sup>3</sup> entspricht 3,5 kWh/m <sup>3</sup>	< 4 Vol. %
Siloxane	k.A.	nur bei Klär- und Deponiegas aus Kosmetika, Waschmittel, Druckfarben etc.: bilden wie Schleifmittel verstopft Düsen und schädigt Brennstoffzellen	Andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, dürfen nicht enthalten sein
Staub			technisch frei

Tabelle 29: Deponiegaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkung sowie der Vergleich zur ÖVGW G31 [ATV 2002, Klaas 2001]

Da jede Siedlungsabfalldeponie aufgrund ihrer jeweiligen Besonderheiten einen Sonderfall darstellt, ist eine pauschale toxikologische Bewertung nur sehr schwer möglich. Die von einer Deponie ausgehende mögliche Gesundheitsgefährdung erfordert daher eigentlich eine individuelle Beurteilung mit Bezugnahme auf die in der jeweiligen Deponie vorgefundenen Schadstoffe. Im Folgenden sollen jedoch die wesentlichen Schadstoffe von Deponiegasen inklusive den von ihnen ausgehenden Gefahren im allgemeinen erläutert werden.

Die Hauptkomponenten der gasförmigen Emissionen einer Deponie sind Methan und Kohlendioxid, welche von zahlreichen anderen Stoffen begleitet werden können. Die Konzentration dieser begleitenden Stoffe liegt in der Summe meist unter 0,15 Vol.-%. Die im Deponiegas nachgewiesenen aliphatischen Kohlenwasserstoffe sind in den üblicherweise auftretenden Konzentrationen toxikologisch unbedenklich. Andere im Deponiegas nachgewiesene organische Verbindungen - wie halogenierte Verbindungen, monozyklische Aromate und sauerstoffhaltige Verbindungen - können aber toxikologisch relevant sein. Dabei ist zusätzlich zu beachten, dass eine Aufnahme der Schadgase in vielen Fällen nicht nur über die Atemluft, sondern auch über die Haut erfolgen kann. Im Deponiegas finden sich weiters geruchsintensive Stoffe, wie schwefelhaltige Verbindungen, Terpene, Amine, Aldehyde und Ester, die auch unterhalb einer toxischen Konzentration belästigend wirken können.

Unter den im Deponiegas nachgewiesenen Stoffen befindet sich eine Reihe von Substanzen mit krebserregender Wirkung. Diese Stoffe sind laut österreichischer Grenzwertverordnung [BGBl Nr. 253/2001] in der sog. TRK-Liste (Technische Richtkonzentration für kanzerogene Stoffe) gelistet. Weiters befinden sich unter den Spurengasen Stoffe, für die derzeit die krebserzeugende Wirkung noch nicht eindeutig wissenschaftlich nachgewiesen wurden. Bei diesen Substanzen besteht aufgrund ihrer chemischen Strukturähnlichkeit zu krebserzeugenden Substanzen bzw. anderen mehr oder weniger eindeutigen Hinweisen der begründete Verdacht auf krebserregendes Potenzial.

Bei einem Vergleich der in Deponiegas typischerweise vorkommenden Konzentrationen mit den jeweiligen MAK-Werten ist klar ersichtlich, dass diesbezüglich kaum Gefahren zu erwarten sind. MAK-Werte sind definiert als die maximal zulässige Arbeitsplatzkonzentration eines Schadstoffes bei einer Exposition von 8 Stunden täglich, bzw. 40 Wochenarbeitsstunden. Selbst im Fall von Leckagen kann davon ausgegangen werden, dass eine übermäßige Belastung eventuell betroffener Arbeiter nicht eintreten wird. Zusätzlich würde die sofortige Durchmischung des Deponiegases mit Umgebungsluft für eine weitere deutliche Absenkung der Schadstoffkonzentration sorgen. Untersuchungen von [Bruckmann/Mulder 1982] ergaben bereits an der Deponieoberfläche eine Verdünnung der Hauptkomponente Methan um den Faktor 1.000 bis 10.000. Unter der Annahme einer 1.000-fachen Verdünnung für die Einzelkomponenten zeigt ein Vergleich mit den MAK- bzw. TRK-Werten, dass auch in der Atemluft des Deponiebetriebspersonals sämtliche MAK- bzw. TRK-Werte deutlich unterschritten werden. Eine Überschreitung der derzeit geltenden gesetzlichen Grenzwertkonzentrationen an Deponiespurengasen kann aufgrund der hier vorliegenden Daten aus technischer Sicht ausgeschlossen werden.

Wichtig zu erwähnen ist allerdings, dass, neben der möglichen Bildung von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK), bei der Verbrennung von chlorierten organischen Schadstoffen die Bildung von Dioxinen und Furanen nicht ausgeschlossen werden kann. Aufgrund der geringen Konzentration der entsprechenden Schadgase (z.B. 1,1,2-Trichlorethan durchschnittlich ~ 2 ppm; Monochlordifluormethan durchschnittlich ~6 ppm) sind, wenn überhaupt, nur außerordentlich geringe Dioxin-/Furankonzentrationen zu erwarten. Es sind derzeit noch keine zuverlässigen Daten für Dioxinmissionen bei der thermischen Verwertung von Deponiegas verfügbar. Mit der Vorschreibung von Grenzwerten bzw. der verpflichtenden Kontrolle der Dioxin- und Furanmissionen ist bei der energetischen Nutzung von Deponiegas jedenfalls zu rechnen [Novak 2004].

### 3.3.3 Prognosemodelle zur Entstehung von Deponiegas

In Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ wurde bereits auf das Potential der als Altlast ausgewiesenen Flächen in Österreich eingegangen. Für die Abschätzung der Emissionen aus einer Deponie sowie der Dimensionierung von Entgasungsanlagen ist die Abschätzung der Deponiegasproduktion und deren zeitliche Entwicklung von Bedeutung. Dafür sind verschiedene Annahmen zu treffen, wobei die damit verbundenen Unsicherheiten durch die Angabe von Streubereichen abgedeckt werden müssen. Die Ergebnisse aus Absaugversuchen sind mit den Eingangsgrößen für diese Abschätzung zu vergleichen.

Mit einer Gasprognose, die ein rechnerisches Modell zur Vorhersagung der Gasproduktion über mehrere Jahre ist, versucht man zukünftige Gasaufkommen zu ermitteln. Sowohl zur Dimensionierung von Entgasungsanlagen als auch zur Abschätzung der Größe einer eventuellen Verwertungseinrichtung einer Deponie sind die aktuell erzeugten Deponiegasmengen [ $\text{Nm}^3/\text{h}$ ] wichtig. Sie sind insbesondere an großen und nicht oder nur zum Teil abgedeckten Deponien messtechnisch nur sehr schwer zu erfassen.

Ausgehend von den momentanen Deponiegas-Werten interessiert in der Regel vor allem aber auch deren zukünftige Entwicklung. Somit muss eine Prognose mit all den damit verbundenen Unsicherheiten erstellt werden, was bei realen Planungen zwangsläufig mit entsprechenden Sicherheitszuschlägen kompensiert werden muss. Sinnvollerweise wird man von Zeit zu Zeit die Prognosen entsprechend den Betriebsergebnissen einer Anpassung unterziehen.

In der Praxis haben sich eine Reihe von Modelltypen zur Deponiegasprognose als hilfreich erwiesen. Die Prognose der Gasproduktion, also der insgesamt zu erwartenden Gasmenge, wird in der Praxis überwiegend auf der Basis eines physikalischen Modells durchgeführt, während die Verteilung dieser Gasmenge auf eine zeitliche Abfolge in einem mathematischen Modell erfolgt.

Das bedeutet, dass einerseits die in der Deponie ablaufenden Prozesse erkannt und quantitativ beschrieben werden müssen und andererseits ein Funktionstyp gefunden und ausgewählt werden muss, der sich für ein mathematisches Modell eignet. Als Gaspotenzial wird diejenige Gasmenge bezeichnet, die aus einer Tonne Müll bei den an einer bestimmten Deponie angetroffenen Bedingungen entsteht. Im Labor lässt sich diese Gasmenge in relativ kurzen Zeiträumen bestimmen (z.B. in Deponiesimulationsreaktoren).

Prognosen der Gasmengenentwicklungen auf Deponien erweisen sich bedingt durch die Heterogenität der Deponien häufig als schwierig. Das größte Problem besteht darin, dass die errechneten Mengen nicht verifizierbar sind, da es bisher noch keine Deponie mit einer 100 %-igen Erfassungsrate gibt. Auf Grund dieses Sachverhaltes bleibt bei jeder Prognoserechnung ein nicht kalkulierbarer Unsicherheitsfaktor. Ein weiterer Grund für die Schwierigkeit eine Prognose zu erstellen, liegt an den nur in unzureichendem Maße vorliegenden Informationen über die eingebauten Abfälle und die Historie zu untersuchender Deponien. Gasprognosen können demnach immer nur Anhaltspunkte für die zu erwartenden, bzw. erfassbaren Gasmengen darstellen.

Ein Unsicherheitsfaktor im Rahmen einer Prognose ist das anzusetzende Gaspotenzial. In Tabelle 5 [Lenger 2002] sind die Ergebnisse unterschiedlicher Autoren zusammengestellt, um einen Eindruck über das zu erwartende Gaspotenzial zu erhalten. Die großen Unterschiede zwischen den Aussagen der zitierten Autoren ist auf die jeweils unterschiedliche Vorgehensweise bei der Ermittlung des Gasbildungspotenzials und die heterogene Abfallzusammensetzung zurückzuführen.



Die angebotenen Prognosemodelle gehen von folgenden Rahmenbedingungen und Vereinfachungen aus:

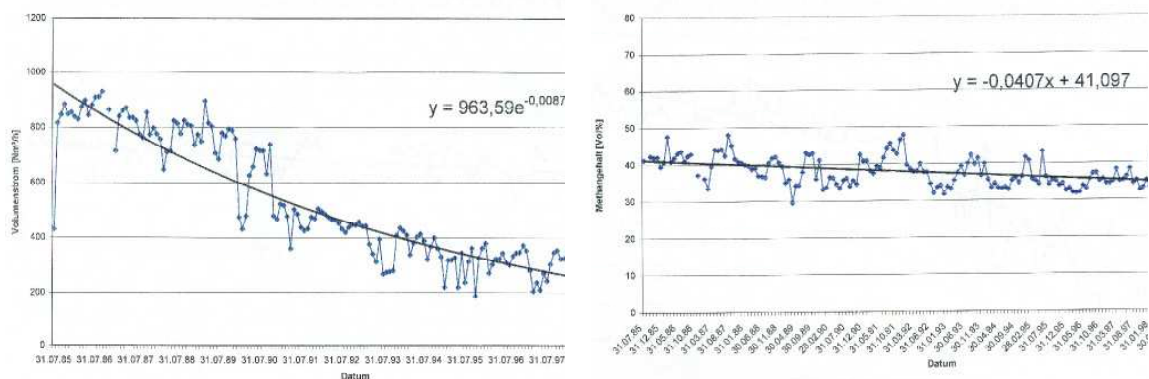
- a) Der gesamte Kohlenstoff wird in Methan und Kohlendioxid überführt.
- b) Die Methanproduktion ist eine Reaktion erster Ordnung (dies führt zur Direktabhängigkeit von der Substratausgangskonzentration).
- c) Die Temperatur konstant

<b>Autor</b>	<b>Deponiegaspotential m<sup>3</sup>/t Abfall</b>	<b>Anmerkungen</b>
<b>TABASARAN, 1976</b>	60-180 m <sup>3</sup> /t Abfall	aus der Praxis
<b>HAM ET AL., 1979</b>	60-350 m <sup>3</sup> /t Abfall	prognostiziert eine Gasrate von 6-35 m <sup>3</sup> /(t*a) über 10 Jahre
<b>STEGMANN UND DERNBACH, 1982</b>	150-200 m <sup>3</sup> / t TS	experimentell bestimmt
<b>BINGEMER UND CRUTZEN, 1987 zitiert in SCHÖN ET AL., 1993</b>	300 m <sup>3</sup> /t Abfall	aus C-Gehalt bestimmt, Prämisse: CH <sub>4</sub> :CO <sub>2</sub> =1:1
<b>TABASARAN UND RETTENBERGER, 1987</b>	375 m <sup>3</sup> /t Abfall	aus C-Gehalt berechnet
<b>GRASSL ET AL., 1991 Zitiert in SCHÖN ET AL., 1993</b>	150-200 m <sup>3</sup> /t Abfall	-
<b>EHRIG, 1991</b>	128-230 m <sup>3</sup> /t TS	-
<b>RETTENBERGER UND MEZGER, 1992</b>	150-235 m <sup>3</sup> /t TS	-

Tabelle 30: Gaspotenzial – Verschiedene Autorenergebnisse [Lenger 2002]

Diese Gasmengen müssen als Obergrenze dessen angesehen werden, was in einer Deponie erzeugt werden kann. In realen Deponien werden diese Gasmengen nur in langen Zeiträumen zu erwarten sein, da der zeitliche Verlauf der Gasmengenentwicklung auf eine Reaktionsgleichung erster Ordnung schließen lässt.

Bei geschlossenen Deponien fällt die Gasmenge nach einer negativen Exponentialfunktion ab (Reaktion 1. Ordnung). Der Verlauf der CH<sub>4</sub> - Konzentration folgt jedoch einer linear fallenden Funktion (Gerade), wobei das Ausmaß der negativen Steigung von den Betriebsbedingungen (insbesondere Absaug-Unterdruck abhängt). Siehe dazu auch empirische Daten der Deponie Graz-Köglerweg, die in Abbildung 35 dargestellt sind.



Deponiegasmenge

 CH<sub>4</sub> - Konzentration

Abbildung 35: Entwicklungskurven der Deponiegasmenge und Konzentration [Lorber 2000]

### 3.3.4 Möglichkeiten zur Verwertung/Entsorgung von Deponiegas

Aufgrund der Vorschriften in der in der Deponieverordnung [BGBl. 1996/164] ist es für Deponien, die eine Ablagerungsgenehmigung von Abfällen mit Gasbildungspotenzial besitzen, erforderlich, ein Gasfassungssystem zu betreiben. Dies betrifft im Wesentlichen die genehmigten Massenabfalldeponien. Der Anteil an organischen Materialien, der auf Deponien abgelagert werden darf, ist aufgrund des Inkrafttretens der Deponieverordnung seit dem 01.01.2004 stark rückläufig. Eine diesbezügliche Ausnahmegenehmigung, d.h. einen „Aufschub“ bis zum 31.12.2008, haben die Bundesländer Wien, Tirol Vorarlberg und Kärnten beantragt. Aufgrund der gesetzlichen Vorschriften ist jedenfalls mittelfristig mit einem Rückgang der auf Deponien gebildeten Gasmengen infolge des verminderten mikrobiellen Abbaus organischer Substanz auszugehen.

Ein aktives Gasfassungssystem mit motorischer Gasverwertung besteht im Wesentlichen aus den in Abbildung 36 ersichtlichen Elementen.

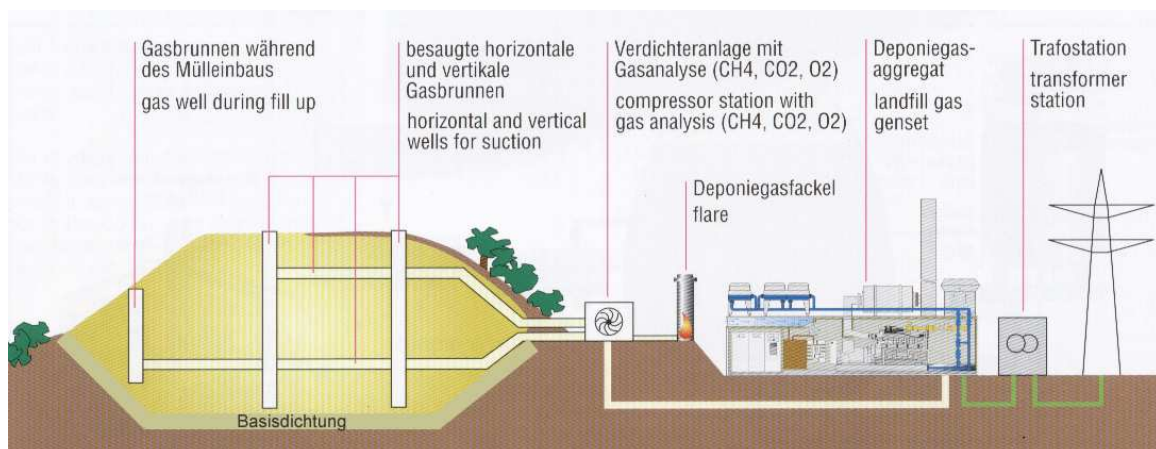


Abbildung 36: Anordnung einer Deponie nach dem Stand der Technik [MDE o.J.]

Die in Abbildung 36 dargestellte Deponie ist nach dem Stand der Technik ausgeführt. Im Regelfall hängt es von wirtschaftlichen Überlegungen ab, ob nur eine Deponiegasfackel ausgeführt wird, oder ob auch ein Deponiegasaggregat (BHKW) installiert wird. Bis auf diese Variation müssen alle Komponenten wie in der Abbildung 36 angeführt auch errichtet werden, um die gesetzlichen Vorschriften zu erfüllen.

### **3.3.5 Gesteungskosten für Deponiegas**

Trotz der oben beschriebenen gesetzlichen Verpflichtung sollen in der folgenden Betrachtung aus einem Modellszenario die spezifischen Erfassungskosten für die Übergabe von Deponiegas an eine Verwertungs- oder Entsorgungseinheit berechnet werden. Als Randbedingung sei darauf hingewiesen, dass die Gasqualität im Erfassungszeitraum, der in der Regel max. 25 Jahre beträgt, starken Schwankungen unterliegt. Das Umweltbundesamt [Leitgeb/Schamann 1991] schätzt, dass innerhalb dieser 25 Jahre 75 % der Gasbildung innerhalb eines Deponiekörpers erfolgen. Die noch verbleibenden 25 % sind über einen langen Zeitraum verteilt und praktisch weder zu erfassen noch wirtschaftlich zu nutzen. Eine Studie im Auftrag der Oberösterreichischen Landesregierung [Floegl 2002] belegt, dass nach 30 Jahren die Gasbildung zu 95 % abgeschlossen ist. Auf Basis der genannten Studie [Floegl 2002] wurden für die Berechnung der Erfassungskosten folgende Parameter zugrunde gelegt:

	Wert	Datenbasis, Quelle
Mächtigkeit der Ablagerung	15 m	Empirischer Wert aus den Altablagerungen
Erfassungsbereich der Vertikalbrunnen des Systems	ca. 30 m	Wert aus der Praxis bestehender Anlagen
Durchschnittliche Leitungslänge pro Hektar [ha] Erfassungsanlage	300 m	Wert aus der Praxis bestehender Anlagen
Gasbildungspotenzial pro t Abfall	200 m <sup>3</sup> /t	Literaturdaten [Tabasaran/Rettenberger 1997]
Anteil an Abfällen mit Gasbildungspotenzial an der Gesamtkubatur	70 %	An die Praxis angelehnter Wert
Mittlerer Erfassungsgrad des Deponiegase	50 %	Studie des Umweltbundesamtes [Leitgeb/Schamann 1991]
Kosten pro Vertikalbrunnen (Durchmesser 1.000 mm)	300 €/m exkl.	Firmenangaben [ISO-Bau 2004]
Kosten pro m Horizontalsammelleitung (frostsicher PEHD 100 mm)	35 €/m exkl.	Firmenangaben [IISO-Bau 2004]
Regelstation für 9 Brunnen	18.000 € exkl.	Firmenangaben [UMAT 2004]
Verdichteranlage für die Erzeugung des Saugdruckes (Container komplett)	130.000 € exkl.	Firmenangaben [UMAT 2004]
Elektrische Leistungsaufnahme	12 kW	Firmenangaben [UMAT 2004]

Tabelle 31: Parameter für die Erfassung der Gesteungskosten von Deponiegas

Die oben angeführten Daten beziehen sich auf einen Modellstandort, der eine Mächtigkeit von 15 m Müllschüttung aufweist. Der Standort hat eine entsprechende Größe (10 ha) und Kubatur und benötigt darum eine Verdichteranlage mit 500 m<sup>3</sup>/h Förderleistung. Die Berechnung der spezifischen Kosten, bezogen auf die an die Übergabestation gelieferten Kubikmeter Rohgas, beziehen sich jeweils auf einen Hektar [ha] Deponiefläche. Die anfallenden Gasmengen werden ebenfalls für diese Bezugsfläche hochgerechnet. Für die Betriebsdauer der Anlage wird ein durchaus üblicher Wert von 25 Jahren herangezogen. Dieser Wert stellt laut Angaben der Hersteller aus technischer Sicht kein Problem für den Betrieb der Verdichteranlage dar [UMAT 2004]. Für den Anteil der ersten 25 Jahre nach Ablagerung der Abfälle wird der Wert von 75 % des Gesamtpotenzial des Umweltbundesamtes [Leitgeb/Schamann 1991] herangezogen.

Gesamtkubatur und Potenzial / ha Fläche:

Gesamtkubatur / ha:	$15 \text{ m} \times 10.000 \text{ m}^2 = 150.000 \text{ m}^3$
Anteil der Abfälle mit Gasbildungspot.:	$150.000 \text{ m}^3 \times 70 \% = 105.000 \text{ m}^3$
Gesamtmasse:	$105.000 \text{ m}^3 \times 0,8 \text{ t/m}^3 = 84.000 \text{ t}$
Gesamt-Gasbildungspotenzial in 25 a:	$84.000 \text{ t} \times 200 \text{ m}^3/\text{t} \times 75 \% = 12,6 \text{ Mio. m}^3$
Erfassbare Gasmenge (50 % CH <sub>4</sub> ) / ha:	$12,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times 50 \% = \underline{\underline{6,3 \text{ Mio. m}^3}}$

Die Anlagekosten werden gemäß den oben angeführten Standortdaten auf die gesamte Deponie berechnet und in weiterer Folge auf die betrachteten Teilflächen von einem Hektar bezogen. Die Entgasungsanlage ist wie in Abbildung 37 dargestellt, aufgebaut.

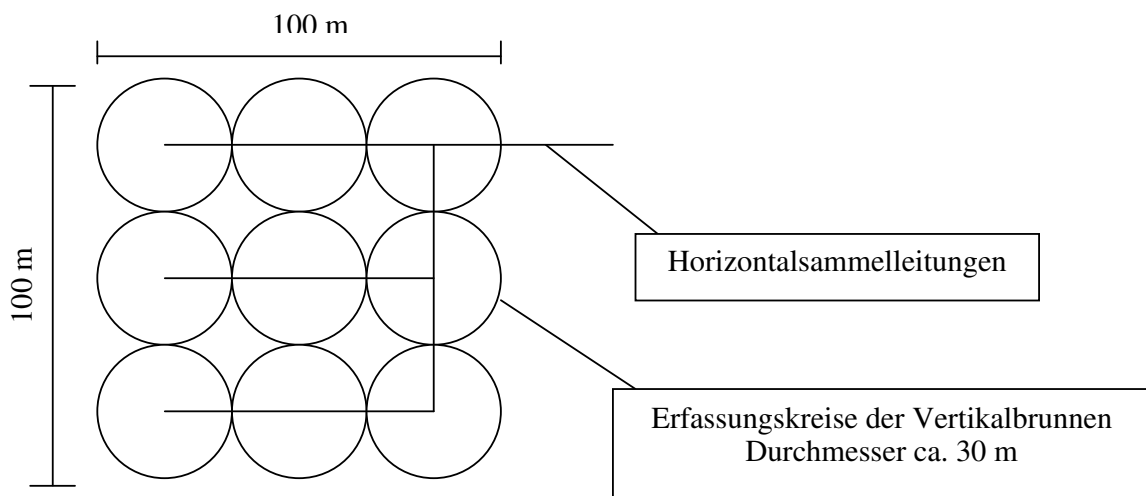


Abbildung 37: Schematischer Aufbau der Erfassungsanlage [Novak 2004]

Kosten für die Verdichterstation:	$130.000 \text{ €} / 10 \text{ ha} = 13.000 \text{ €/ha}$
Ges. Kosten für Wartung und Reparatur:	10.000 € (25 Jahre)
Wartungskosten / ha:	1.000 €
Kosten für die Bohrung der Ver.-Brunnen:	$300 \text{ €/m} \times 15 \text{ m} \times 9 \text{ Brunnen} = 40.500 \text{ €}$
Kosten für die Horizontalsammelleitungen:	$300 \text{ m} \times 35 \text{ €/m} = 10.500 \text{ €}$
Regelstation für 9 Brunnen:	18.000 €
Ges. Energiekosten (0,14 €/kWh) [Floegl 2002] für 25 Jahre (Dauerleistungsfaktor: 70 %):	$12 \text{ kWh/h} \times (8760 \text{ h} \times 25) \times 0,14 \text{ €/kWh} \times 70 \% = 257.544 \text{ €}$
Spezifische Energiekosten pro ha:	$262.800 \text{ €} / 10 \text{ ha} = 25.754 \text{ €/ha}$
Gesamtkosten (exkl. MwSt.) pro ha Gaserfassung auf 25 Jahre Betrieb:	$\Sigma x_i \text{ [€ bzw. €/ha]} \quad \underline{\underline{108.754 \text{ €}}}$
Spezifische Kosten (exkl. MwSt.) pro m <sup>3</sup> :	$109.280 \text{ €} / 6,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3 = 0,0173 \text{ €/m}^3$

Vergleicht man nun beispielsweise diese spezifischen Gesteungskosten mit denen von Biogas obere Grenze (siehe Abbildung 29), so wird ersichtlich, dass Deponiegas um den Faktor 10 bei einer Anlagengröße von 800 m<sup>3</sup>/h bzw. um den Faktor 20 bei einer Anlagengröße von 50 m<sup>3</sup>/h günstiger kommt.

Bei diesen Erfassungskosten ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den Deponiegasen um ein Mischgas aus CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub>, in einem durchschnittlichen Verhältnis von 50:50 handelt (siehe dazu auch Tabelle 29).

Ein vielfach in der Praxis auftretendes Problem ist die Dimensionierung der Erfassungs- bzw. Verwertungsanlagen. Da die Bildung der Deponiegase hinsichtlich der Menge einer Exponentialfunktion und hinsichtlich der Gasqualität (CH<sub>4</sub> Gehalt) einer linear fallenden Funktion folgt, ist die Anpassung der Anlagen problematisch. Zumeist wird bei zunehmendem Alter der Deponie ein Verdichteraggregat mit geringer Leistung erforderlich sein.

### 3.3.6 Deponiegas-Netzeinspeisung

Drei Faktoren sprechen für die genauere Untersuchung des Themas Deponiegaseinspeisung in das Gasnetz.

- Das Gas steht mehr oder weniger zum Nulltarif zur Verfügung.
- Bei der konventionellen „Entsorgung“ des Deponiegases (ob Fackel oder BHKW) wird die zur Verfügung stehende Energie entweder gar nicht (Fackel) oder nur teilweise (BHKW) genutzt. Eine Verbesserung der Energiebilanz durch die Netzeinspeisung wäre möglich.
- Deponien sind offenkundig eher in dünn besiedelten, ländlichen Regionen situiert. Eine „Nachrüstung“ bestehender Biogasreinigungs- oder Aufbereitungsanlagen mit einer konventionellen Biogasanlage an diesen Standorten wäre durchaus sinnvoll. Beispielsweise wurde bei der Bezirksmülldeponie Antiesenhofen in Oberösterreich aufgrund zu hoch prognostizierter Gasmengen, welche im Endeffekt nicht erreicht werden konnten, eine Biogasanlage nachgerüstet, um in diesem Fall das BHKW auszulasten [Jodlbauer 2003]

Zwei weitere Umstände gestalten diese Überlegung der Gasnetzeinspeisung etwas komplizierter:

- Die Qualität des Deponiegases ist aufgrund der komplexen Zusammensetzung des Gärsubstrates weniger vorteilhaft. Hohe Siloxangehalte können beim Betrieb von BHKW Schäden hervorrufen und führen auch bei der Gasreinigung zu höheren Betriebskosten. Erhebliche Vorbehalte seitens der Gaswirtschaft gegenüber Deponiegas bestehen hinsichtlich der oftmals unbekanntenen und im Verlauf der Deponiegeschichte wechselhaften Zusammensetzung des Gases. Die Bildung von Dioxinen kann trotz gründlicher und damit kostspieliger Aufbereitung aufgrund der Spuren von Chlorkohlenwasserstoffen (aus Spraydosen und Chemikalien) in Zusammenhang mit Kupfer und den hohen Temperaturen bei der Verbrennung nicht ausgeschlossen werden [Klaas 2001].
- Weiters ist aufgrund der Abgeschiedenheit von Deponien mit langen Gasleitungslängen bis zum nächsten Netz und somit erhöhten Investitionskosten zu rechnen.

## 3.4 Synthesegas aus der Holzvergasung (Pyrolyse)

### 3.4.1 Allgemeines

Im Gegensatz zur anaeroben Biogaserzeugung, für die ligninfreie Rohstoffe gut geeignet sind, eignet sich die Holzvergasung für ligninreiche Biomasse. In Österreich gibt es zwei größere Demonstrationsanlagen für diese Technologie, in Güssing (8 MW) und in Wr. Neustadt (100 kW). Weiters sind zahlreiche kleinere Anlagen im kW-Bereich im Einsatz.

Als Rohstoff wird Holzhackgut mit einer durchschnittlichen Feuchtigkeit von ca. 20-30 Gew. % und einem Heizwert (Hu) von ca. 16 kJ/kg eingesetzt. Bei der Vergasung wird der Einsatzstoff thermisch (d.h. durch Erhitzung) zersetzt (=Pyrolyse) und daraus ein Produktgas gewonnen.

Der Vergasungsvorgang kann in folgende Schritte unterteilt werden:

- Phase I Aufheizphase: Zu Beginn der Verbrennung wird der Brennstoff im Feuerraum durch die Erwärmung **getrocknet**, d.h. Verdampfung des im Einsatzprodukt enthaltenden Wassers zu Wasserdampf.
- Phase II Entgasungsphase: Bei Feuerraumtemperaturen von mehr als 250 °C werden 80 % der Holzsubstanz in **brennbare Gase** umgewandelt.
- Phase III Reaktionsphase: Zurück bleibt **Holzkohle**, die erst ab Temperaturen über 500 °C in **brennbare Gase** zersetzt wird.

Grundsätzlich läuft jede Verbrennung in drei Phasen ab. Erfolgt die Verwertung der erzeugten Gase, wie oben beschrieben, räumlich und zeitlich getrennt von der Entstehung, so spricht man vom Vergasungsprozess.

Die Vorteile der Vergasertechnologie sind einerseits ein hoher Gesamtwirkungsgrad in Verbindung mit der Stromerzeugung und andererseits geringere Emissionen. Problematisch sind zurzeit noch der hohe Staubanteil und die kondensierbaren organischen Stoffe im Prozessgas, die eine Gasreinigung zur Verwertung in BHKW oder bei der Einspeisung in das Gasnetz nötig machen. Die aufgrund unterschiedlicher Temperaturen problematische Teerbildung wird aber auch durch verschiedene Technologien wie etwa durch so genannte Wirbelschichtvergasung (durch Einblasung von Quarzsand der gleichmäßige Temperaturen im Gaserzeuger gewährleistet) unterbunden. Durch spezielle Katalysatoren werden Spuren von verbleibendem Teer abgespalten.

Das entstehende Produktgas setzt sich hauptsächlich aus  $H_2O$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CO_2$  und  $CH_4$  zusammen. Daneben entstehen noch kleinere Mengen an Nebenprodukten ( z.B.  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ) und unerwünschte Bestandteile (z.B. Teer,  $NH_3$ ,  $H_2S$ ).

### 3.4.2 Technologiebeschreibung an der Anlage Güssing

Der Gaserzeuger besteht aus dem Vergaser (stationäre Wirbelschicht) und der Brennkammer (zirkulierende Wirbelschicht). Der Holzgaserzeuger soll aus Biomasse ein brennbares Produkt mit möglichst hohem Heizwert und möglichst gleich bleibender Qualität erzeugen.

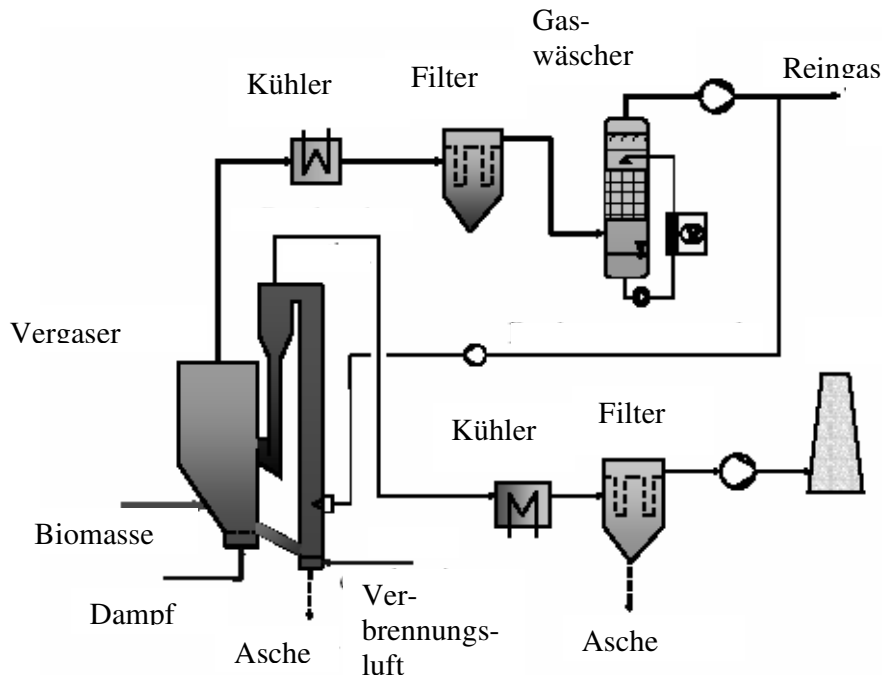


Abbildung 38: Schema der KWK-Anlage in Güssing [Hofbauer/Rauch 2004]

Das Produktgas tritt mit ca. 890°C aus dem Vergaser aus und wird im anschließenden Produktgaskühler auf ca. 150°C abgekühlt, die gewonnene Wärme wird als Fernwärme ausgekoppelt. Im Produktgasfilter erfolgt die Entstaubung, der abgeschiedene Staub wird wieder in die Brennkammer des Gaserzeugers rückgeführt (siehe Abbildung 38). Im Gaswäscher wird das Produktgas weiter auf die für den Gasmotor zulässige Temperatur gekühlt, das kondensierende Teer und anfallendes Kondenswasser wird gleichzeitig abgeschieden.

### 3.4.3 Gaszusammensetzung

In Tabelle 32 ist die Zusammensetzung des trockenen Gases der Demonstrationsanlage in Güssing dargestellt, Hauptbestandteile des Produktgases sind  $H_2$  und  $CO$ .



Wasserstoff	35-45 vol%
Kohlenmonoxid	20-30 vol%
Kohlendioxid	15-25 vol%
Methan	8-12 vol%
Stickstoff	1-3 vol%

Tabelle 32: Gaszusammensetzung der Demonstrationsanlage [Hofbauer et.al. 2002]

Die Gasreinigung in Güssing besteht aus Schlauchfilter und Wäscher. Im Schlauchfilter werden die Partikel und im Wäscher die Teere abgeschieden. Die Konzentrationen der Schadstoffe vor und nach der Gasreinigung sind in Tabelle 33 dargestellt.

	Rohgas	Nach der Reinigung	ÖVGW G 31 Grenzwerte
Teer	1500-2500 mg/Nm <sup>3</sup>	10-40 mg/Nm <sup>3</sup>	k. A. <sup>22</sup>
Staub	5000-1000 mg/Nm <sup>3</sup>	<5 mg/Nm <sup>3</sup>	technisch frei
Ammoniak	1000-2000 ppm	<400 ppm	technisch frei
Schwefelwasserstoff	n.m	20-40 ppm = 30-60 mg/m <sup>3</sup>	≤ 5 mg/m <sup>3</sup>

Tabelle 33: Anteil an Verunreinigungen des Produktgases vor und nach der Reinigung [Hofbauer et.al. 2002]

In der Pilotanlage werden die oben angeführten Gaszusammensetzungen erreicht. Mittels Dampfvergasung kann ein fast stickstofffreies Produktgas erzeugt werden, welches einen hohen Heizwert aufweist (12 MJ/Nm<sup>3</sup> entspricht 3,33 kWh/m<sup>3</sup> für trockenes Produktgas).

Der Heizwert (3,33 kWh/m<sup>3</sup>) des Holzgases liegt um einiges unter dem Grenzwert der ÖVGW G31 von 10,7 kWh/m<sup>3</sup>. Auch die Gaszusammensetzung (Tabelle 32) und der Anteil an Verunreinigungen (Tabelle 33) entsprechen nicht den Anforderungen ÖVGW G31.

Das Institut für Verfahrenstechnik arbeitet gemeinsam mit dem Paul-Scherrer Institut (Schweiz) an einem EU-Projekt (RENEW) zur Methanisierung des Produktgases. Bei der Methanisierung wird Wasserstoff und Kohlenmonoxid in Methan und Kohlendioxid umgewandelt [Hofbauer/Rauch 2004]

Laut [Rauch 2004] hat das Produktgas der Methanisierung die in Tabelle 34 angegebene Zusammensetzung. (Es sind keine höheren Kohlenwasserstoffe und Aromate mehr enthalten.)

<sup>22</sup> In der Richtlinie ÖVGW G 31 wird angeführt, dass andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, nicht enthalten sein dürfen.

Wasserstoff	6 vol%
Kohlenmonoxid	2 vol%
Kohlendioxid	47 vol%
Methan	45 vol%

Tabelle 34: Zusammensetzung des Gases nach der Methanisierung [Rauch 2004]

Genauere Ergebnisse der Studie sind noch nicht veröffentlicht, aufgrund der wenigen vorhandenen Daten der Methanisierung kann eine Beurteilung der Eignung zur Einspeisung in das Gasnetz an dieser Stelle nicht erfolgen.

### 3.4.4 Gestehungskosten

Die Investitionskosten des Kraftwerks in Güssing betragen € 10.686.540, mit einer Förderrate von 58,6 %. Bei Bau einer neuen Anlage wird eine Reduktion der Investitionskosten um 25 % erwartet, die Betriebskosten werden sich auch wesentlich verringern. [Hofbauer et.al. 2002].

Leistung	8000	kW
Elektrischer Output	2000	kW
Thermischer Output	4500	kW
Elektrischer Wirkungsgrad	25	%
Thermischer Wirkungsgrad	56,3	%
Gesamtwirkungsgrad	81,3	%
Holzeinsatz	1760	kg/h

Tabelle 35: Technische Daten der Demonstrationsanlage [Hofbauer et.al. 2002]

Die angegebenen Kosten beziehen sich auf die Anlage zur Erzeugung von Holzgas, für die Einspeisung in das Gasnetz sind noch weitere Investitionen für die Methanisierung zu tätigen. Zahlen zu diesen Investitionskosten sind noch nicht veröffentlicht worden.

### 3.5 Resümee, Zusammenfassung

Die Gesteungskosten 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 Gesteung von Rohbiogas und Synthesegas in jedem Fall eine Anlage errichtet werden. Klärgas ist ein Abfallprodukt bei der Klärschlammbehandlung und Deponiegas fällt, ohne spezielle eine 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 Gesteungskosten 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, m<sup>3</sup>/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 Gesteungskosten 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.

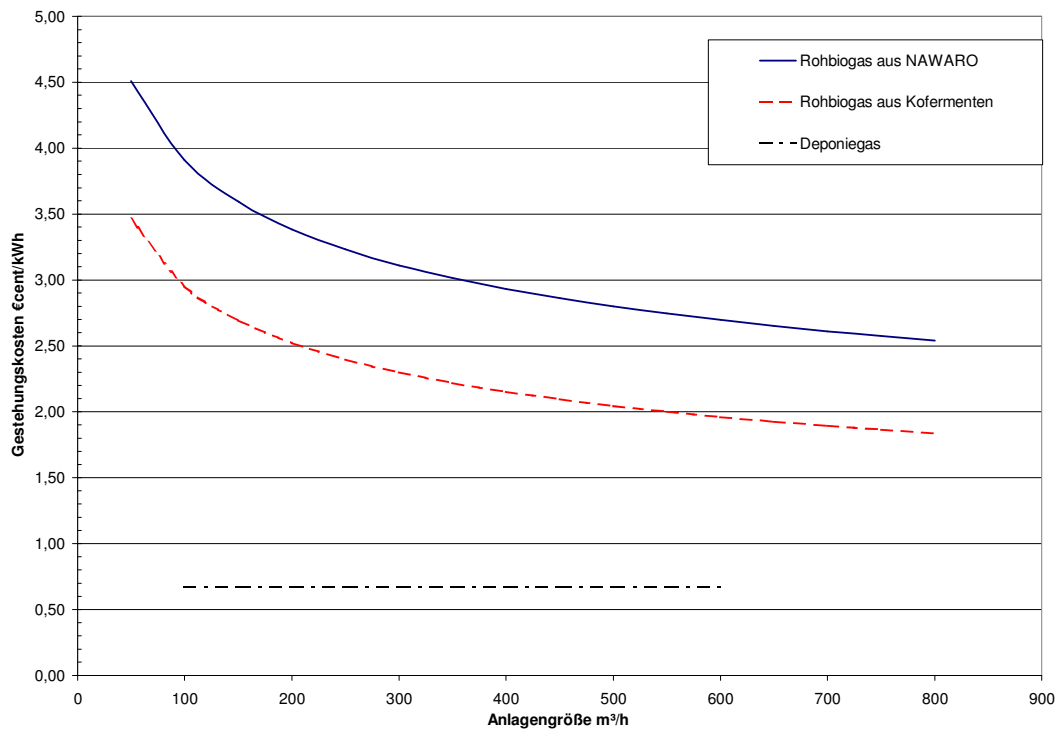


Abbildung 39: Kostenkurven für Rohbiogas aus NAWARO, Koferment und Deponiegas in cent/kWh bezogen auf die Anlagengröße in m³/h.

### 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. 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 spezifischen Gestehungskosten für Biogas untere Grenze für eine Anlage die 50 m³/h Rohbiogas produziert, belaufen sich auf etwa 24 €cent/m³. Bei einer Anlage die drei mal so viel, also 150 m³/h Rohbiogas produziert, verringert sich der Betrag um ein Viertel auf 18 €cent/m³, bei einer fünffachen Menge von 250 m³/h reduziert sich der Betrag um ein Drittel auf 16 €cent/m³. Die erhobenen spezifischen Gestehungskosten einer überdurchschnittlich großen Anlage<sup>23</sup> von 800 m³/h sind mit 12€cent/m³ nur mehr die Hälfte der Gestehungskosten der 50 m³/h-Anlage.

<sup>23</sup> Eine Anlage mit 800 m³/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]

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, was auch durch die im Anhang angeführten Anlagenbeispiele verdeutlicht werden soll.

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 (vgl. Tabelle 26), 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.

Bei den Substraten gibt es für Kofermente aufgrund der industriellen Anwendung längere Erfahrungen. Für die Vergärung von NAWARO werden erst wissenschaftliche und praktische Erkenntnisse gesammelt. Diesbezüglich kann festgehalten werden, dass durch die Erkenntnisse aus [Amon 2004b] noch Effizienzpotentiale in der Vergärung von NAWARO vorhanden sind.

Im Gegensatz zu den Erlösen bei Kofermenten ist bei NAWAROs mit Gestehungskosten 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 Gesteung 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 Gesteungskosten aus Literaturquellen bzw. von Kläranlagenbetreibern zu ermitteln.

### Deponiegas

Bei der Ermittlung der Gesteungskosten 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>24</sup>. Die Bereitstellung von Deponiegas kann daher relativ günstig bewerkstelligt werden.

Um dennoch die Gesteungskosten 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 Gesteungskosten zwischen 20 und 26 €cent/m<sup>3</sup>. Die hier angegebenen Kosten beziehen sich auf eine Beispielrechnung lt. [Novak 2004] für eine Massenabfalldéponie. 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. Ab einer Größenordnung über 600 m<sup>3</sup>/h kommt es zu einer Kostendegression [Novak 2005].

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.

---

<sup>24</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.

Synthesegas:

Diese Vergasungstechnologie befindet sich derzeit noch im Stadium der Forschung und Entwicklung. Zwar bestehen schon einige Demonstrationsanlagen zur Synthesegasgewinnung, 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.

Dieses Ergebnisse sind in Abbildung 40 nochmals dargestellt, wobei eine hohe Zahl im gelben Feld eine vergleichsweise hohe Gasqualität bedeutet, und eine hohe Zahl im blauen Feld ein vergleichsweise teures Gas darstellt.

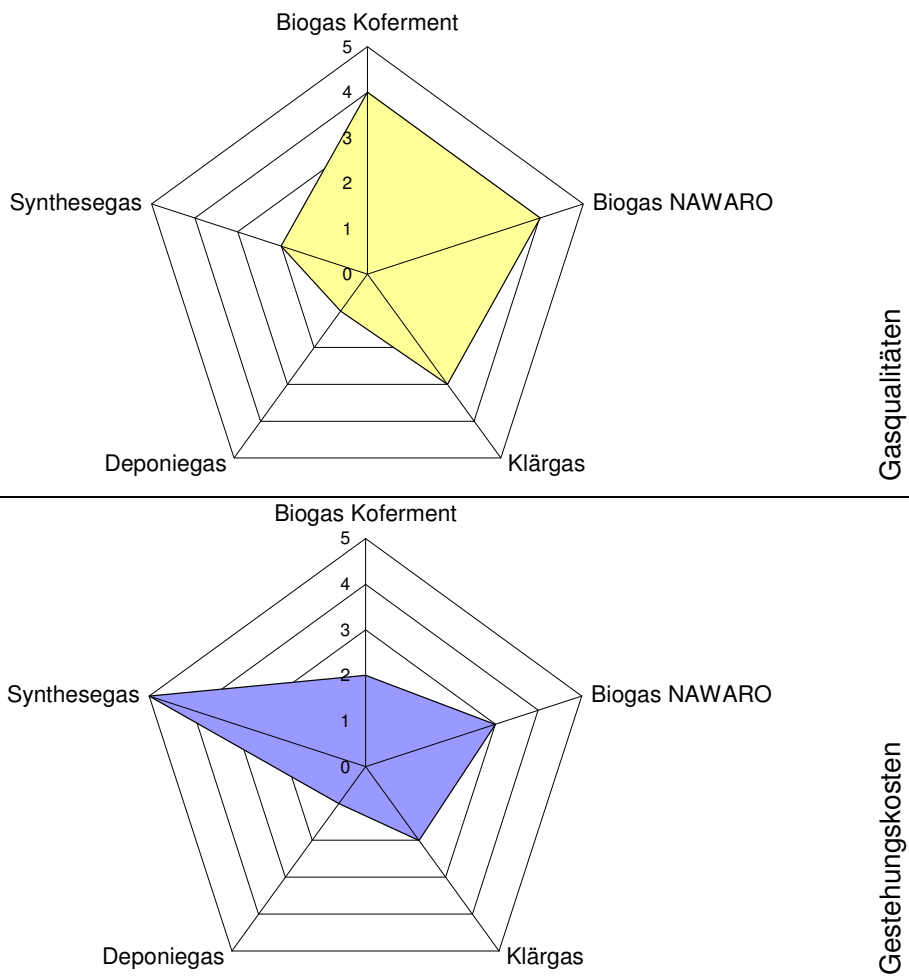


Abbildung 40: Gasqualitäten und Gestehungskosten der unterschieden Gase im Vergleich



## 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 1 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.

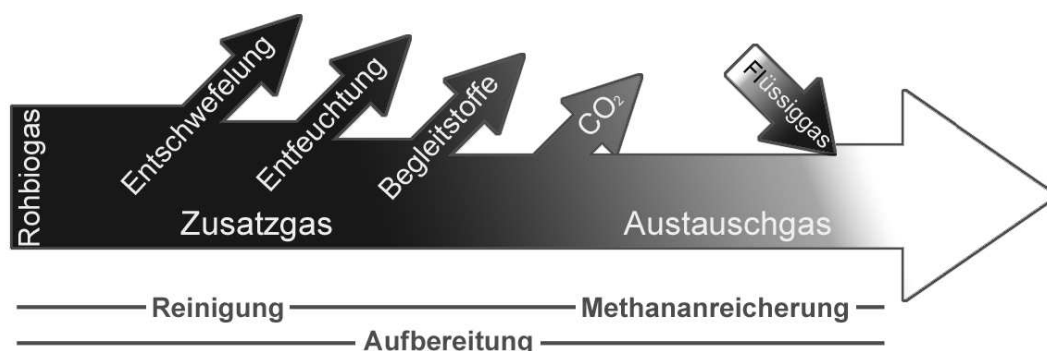


Abbildung 41: Aufbereitung von Rohbiogas durch Reinigung und Methananreicherung

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 Druckanhebung des Gases betreffen. Diese Aufbereitungsschritte werden als „Übergabe“ bezeichnet.

## 4.1 Aufbereitungsverfahren für Biogas

Unter Aufbereitung wird in erster Linie die Reinigung und Methananreicherung von Biogas verstanden. Wie in Kapitel 4 dargelegt wurde, differiert die Gasqualität zwischen den einzelnen Quellen Biogas, Klärgas, Deponiegas und Synthesegas in einem bestimmten Bereich. Die Gase unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Anzahl der Gasbegleitstoffe wie auch hinsichtlich des Absolutbetrags des jeweiligen Bestandteiles. Die Anforderungen an die Aufbereitung sind im Prinzip für alle Gase gleich. Einerseits müssen die schädlichen Gasbegleitstoffe durch die Reinigung auf ein technisch verträgliches bzw. gesetzlich vorgeschriebenes Maß eliminiert werden. Andererseits kann mit der Methananreicherung der Energiegehalt je Volumseinheit angehoben werden.

Abbildung 4 bietet einen Überblick über die im Biogas unerwünschten Gasbegleitstoffe und die verfügbaren Verfahren, um sie aus dem Rohbiogas zu entfernen.

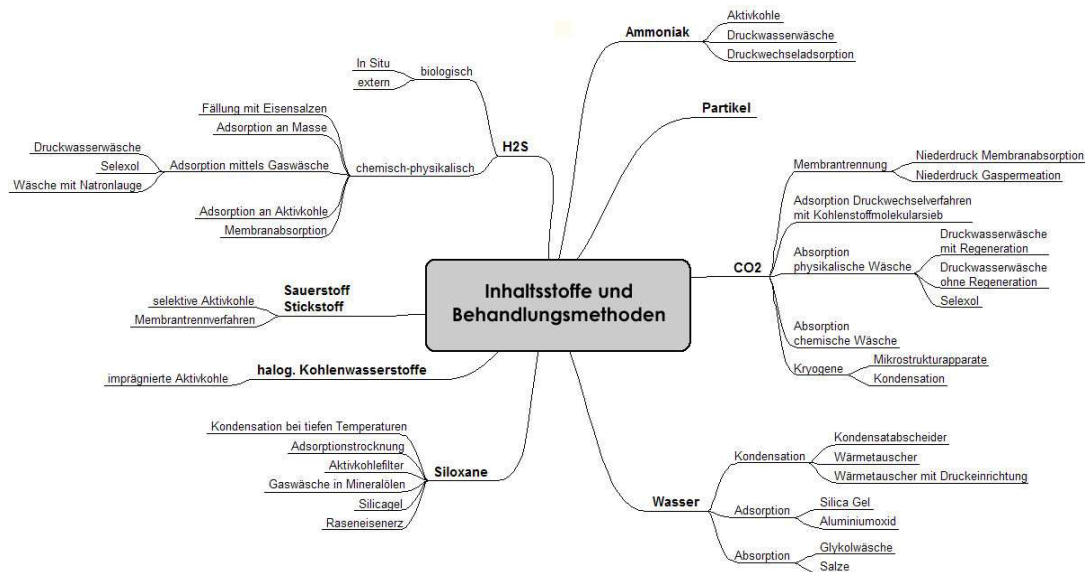


Abbildung 42: Übersicht über die Inhaltsstoffe mit den jeweiligen Behandlungsmethoden

Bei der Evaluierung der Aufbereitungsverfahren ist es zweckmäßig, immer die folgenden drei Parameter, die wesentliche Auswirkungen auf die Auswahl der Verfahrenstechnologie und die Kosten der Anlage haben, zu betrachten. Diese Parameter sind die „Inputqualität“, also die chemische Zusammensetzung des Rohbiogases, die „Menge“, damit ist die erforderliche Anlagengröße gemeint, und die „Outputqualität“, dh. die chemische Zusammensetzung des Produktbiogases.

#### 1. „Inputqualität“:

Je nach Substrat und Gärprozess variiert die Inputqualität, also die chemische Zusammensetzung des Rohbiogases erheblich. Nicht nur Bio-, Klär- und Deponiegas führen zu Variationen (beispielsweise erhöhte Siloxane bei Deponiegas im Vergleich zu Biogas) sondern auch die verschiedenen Inputstoffe bei Biogasanlagen (Gülle – NAWARO – Abfallverwertung) ergeben eine unterschiedliche Zusammensetzung des Biogases und somit ein an den jeweiligen Fall anzupassendes Behandlungsverfahren. Die Menge der zu entfernenden Schadstoffe (Gasbegleitstoffe) kann als weitere kostenwirksame Variable angesehen werden. Auf die Qualität des Rohbiogases wurde bereits ausführlich in Kapitel 2 „Gestehungskosten“ eingegangen.

#### 2. „Menge“:

Die für die Reinigung und Aufbereitung von Biogas entstehenden Kosten sind einerseits von der Technologie aber auch in hohem Maße vom Durchsatz der Anlage abhängig. Wobei sich zeigt, dass Anlagen mit höherem Durchsatz deutlich kostengünstiger betrieben werden können (economy of scale).

Im Bereich der etablierten Erdgaswirtschaft gibt es bereits einen hohen technologischen Entwicklungsstand der Gasaufbereitung. Die Aufbereitungskosten in dieser Branche, in der Verarbeitungskapazitäten von mehreren Tausend Kubikmetern pro Stunde ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) üblich sind, sind allerdings in keiner Weise auf Kapazitäten im

Rahmen von Biogasanlagen übertragbar, da hier von Mengen in der Größe von 50 – 2000 m<sup>3</sup>/h die Rede ist.

Die in dieser Arbeit zitierten Zahlen beziehen sich daher auf Erfahrungswerte bereits errichteter Biogasanlagen bzw. Firmenangebote von noch nicht ausgeführten Anlagen, in diesem speziellen kleinen Leistungsbereich.

### 3. „Outputqualität“:

Schließlich hat die Anforderung an das Produktgas, also die „Outputqualität“, die durch die nachfolgende Art der Verwertung bestimmt ist, beachtliche Auswirkungen auf die Kostensituation.

Je nach Qualitätsanforderung zur z.B. Einspeisung in das Gasnetz entstehen hier erhebliche Unterschiede. Ein entscheidender Kostenfaktor ist hierbei die Frage, ob das Gas als Austauschgas (mit Erdgasqualität) oder als minderwertiges Zusatzgas eingespeist werden kann. Die in dieser Studie untersuchte Einspeisung in das Gasnetz ist jedoch bei weitem nicht die einzige Verwertungsmöglichkeit. Das Gas kann auch in Brennstoffzellen oder durch die Abfüllung in Flaschen für mobile Anwendungen verwertet werden. Da zahlreiche in der Literatur angeführte Reinigungsmethoden und Systeme die Nutzung des Gases in Brennstoffzellen betrachten, sollen diese Daten auch in dieser Studie berücksichtigt werden. Wohlwissend, dass die Anforderungen an Brennstoffzellen andere sind, als die für die Einspeisung in das Gasnetz.

Die Überlegung bezüglich der oben geschilderten wesentlichen Parameter ist in Abbildung 43 dargestellt.

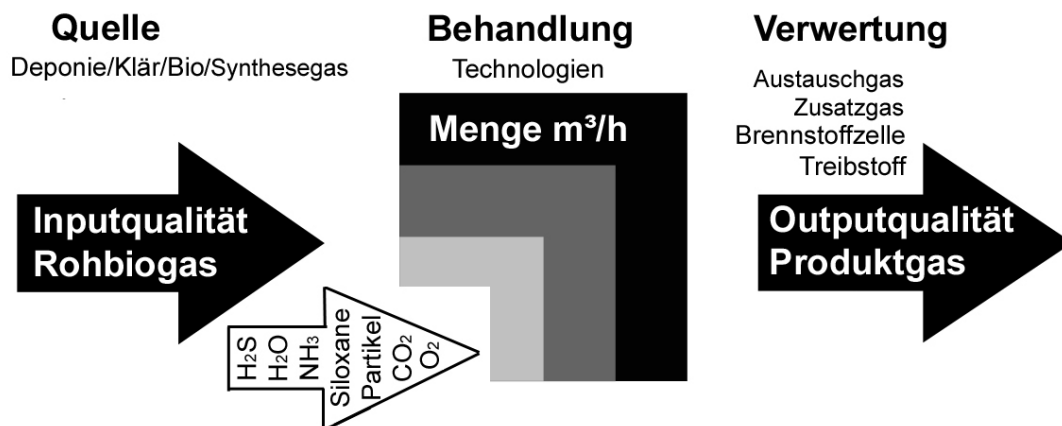


Abbildung 43: Kostenvariablen bei der Biogasaufbereitung

Der Aufbau einer Aufbereitungsanlage kann modulartig erfolgen. Ausgehend von den einfachsten und kostengünstigsten Maßnahmen der Reinigung (z.B. biologische Entschwefelung In Situ) können weitere hier behandelte Verfahren (z.B. Entfeuchtung durch Aktivkohle) nachgeschaltet werden, um eine höhere Qualität des Produktgases zu erreichen. Die Maximalvariante stellt im Endeffekt jene Lösung dar, bei der sämtliche nach

der ÖVGW Richtlinie G31 geforderten Werte erfüllt sind, dh. das Biogas Erdgasqualität besitzt.

Die in Abbildung 44 dargestellte Abstufung in Rohbiogas (Raw biogas), minderwertiges Biogas (Low-grade Biogas), mittelwertiges Biogas (Medium-grade Biogas) sowie hochwertiges Biogas (High-grade Biogas) stellt diesen möglichen, modulartigen Technologieeinsatz im Rahmen mehrer Aufbereitungsschritte bildlich dar.

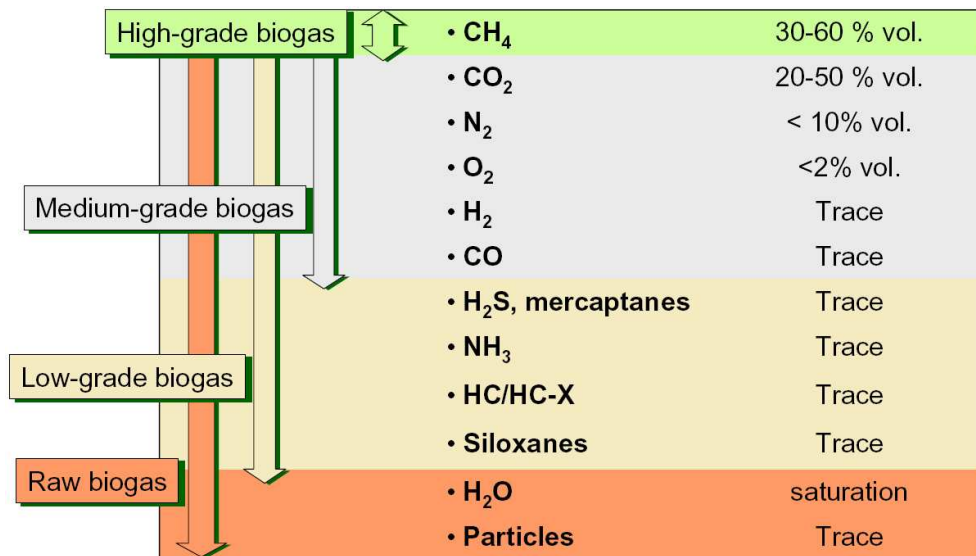


Abbildung 44: Qualitätsstufen von Biogas bezogen auf die Inhaltsstoffe [Ferreira 2004]

Mit einigen der nachfolgend vorgestellten Verfahren lassen sich nur jeweils einzelne Komponenten eliminieren, bei anderen wiederum laufen die Reinigungsschritte für mehrere Inhaltsstoffe parallel ab. Für bestimmte Schadstoffe (H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O) gibt es ein relativ breites Technologieangebot, wo die Verfahren untereinander verglichen werden können, bei der Entfernung von CO<sub>2</sub> gibt es hingegen nur wenige Technologien.

Die hier angeführten Daten - speziell die über die Kosten – werden bei der jeweiligen Technologie hinsichtlich Plausibilität ausführlich diskutiert, da die Quellen mit unterschiedlichen Unsicherheiten behaftet sind.

Zwei Effekte hinsichtlich Kostensituation bei der Entfernung verschiedener Inhaltsstoffe sind zu beachten: Aufgrund des Umstandes, dass erst wenige Anlagen mit unterschiedlichen Technologien errichtet wurden, gibt es noch keine gefestigten Marktpreise. Mit Stand Oktober 2003 gab es lediglich 58 europäische Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Entfernung (vgl. Tabelle 36).

Zu einer weiteren Unsicherheit in der Kostenerhebung führt die Tatsache, dass sehr viele dieser Anlagen mit öffentlichen Fördergeldern (Forschungsprojekte) finanziert wurden, was sich in den angeführten Kosten nicht immer widerspiegelt.

Technologie	Länder										Summe
	CH	CZ	DE	DK	FR	GB	IS	IT	NL	SE	
Druckwasser	1	5		1	4		1	1	1	18	32
Adsorption an KMS	5		1						3	6	15
Membranabsorbtion										1	1
Selexol										1	1
Gaspermeation						1			4		5
Kryotechnik			1								1
unbekannt	1		1					1			3
Summe											58

Tabelle 36: Biogasaufbereitungsanlagen in Europa [Tretter 2003 S.20]

#### 4.1.1 Berechnung der spezifischen Investitionskosten und Betriebskosten

Es wird in weiterer Folge versucht, die sich gegenseitig beeinflussenden Parameter wie Qualität, Menge und Kosten (Investition, Betrieb) - soweit dies möglich ist -, vergleichbar gegenüber zu stellen. Die spezifischen Investitionskosten sowie Betriebskosten wurden dabei in der nachfolgend beschriebenen Weise ermittelt:

Die Kosten für die Reinigung und Methananreicherung von Biogas wurden aus unterschiedlichen Quellen wie Institutsberichte, Fachbücher, Referate bei Symposien, Beiträgen in verschiedenen Broschüren, Diplomarbeiten, Gutachten, Studien zur Aufbereitung von Biogas sowie eigenen Erhebungen aufgrund von Angeboten erhoben. Teilweise waren die Angaben in absoluten Beträgen (z.B. Investitionskosten in €/Anlage oder Personalkosten in €/Jahr) aber auch in relativen Werten angegeben (z.B. Wartungskosten in X % der Investitionskosten). Teilweise wurden aber auch direkt die spezifischen Kosten angegeben. Es wurde versucht, diese unterschiedlichen Quellen so vergleichbar wie möglich darzustellen, dennoch kann es jedoch je nach Qualität der Quelle zu Unschärfen kommen. Die erhobenen Daten zu den Aufbereitungs- und Reinigungstechnologien sind daher als Richtwerte zu verstehen, welche je nach Standort, Lieferant, Technologie etc. von den tatsächlichen Kosten einer Anlage natürlich abweichen können.

Es sei auch ausdrücklich festgehalten, dass dieses Kapitel kein Technologievergleich sondern ein Kostenvergleich ist, anhand dessen in weiterer Folge die Gesamtkosten und die Marktchancen der Biogas-Netzeinspeisung abgeschätzt werden sollen.

Die gesamten spezifischen Reinigungs – bzw. Anreicherungskosten setzen sich aus den drei Kostengruppen Finanzaufwand der Investitionskosten, den Betriebskosten und ggf. Rückstellungen für Betriebsrisiken zusammen. Die diesbezüglich relevanten Aufwände für diese drei Kostengruppen sind in Tabelle 21 dargestellt.

<b>+ Finanzaufwand</b> + Aufwand aus der Verzinsung und Tilgung des Fremdkapitals bezogen auf die Nutzungsdauer + Eigenkapitalverzinsung
<b>+ Betriebskosten</b> + Verbrauchsgebundene Kosten + Personalkosten + Energiekosten (Strom, Wärme) + Instandhaltung + Versicherung + Büro- und Verwaltungsaufwand + Beratung und Dienstleistung + Übrige Abgaben und Beiträge
<b>+ Rückstellungen für Betriebsrisiken</b>
<b>= Reinigungs- bzw. Anreicherungskosten für Rohbiogas</b>

Tabelle 37: Aufwände nach Kostengruppen bei der Reinigung bzw. Anreicherung von Rohbiogas

Hinsichtlich Erläuterung zu Fremdkapitalverzinsung, Eigenkapitalverzinsung, Nutzungsdauer und Abschreibung sei auf Kapitel 3 verwiesen.

Verbrauchsgebundenen Kosten:

Bei manchen Technologien fallen Kosten etwa für den Wasserverbrauch (z.B. Druckwasserwäsche) oder für den Austausch des Filtermaterials an. Diese Kosten sind bei den jeweiligen Technologien entsprechend berücksichtigt worden.

Personalkosten:

Ein weiterer Faktor bei der Aufbereitung sind die Personalkosten. Je nach Anlagensystem war vom jeweiligen Hersteller oder in der entsprechenden Literaturquelle der Arbeitszeitbedarf angegeben. Aufgrund des hohen Automatisierungsgrades fallen für einige Technologien im Vergleich zur Biogasproduktion geringere Kosten an. Trotzdem sind Kosten für routinemäßige Arbeiten wie kleinere Servicearbeiten oder Wartungen (z.B. Wechsel des Filtermaterials) sowie für außergewöhnliche Ereignisse vorzusehen.

Energiekosten:

Die Energiekosten können beispielsweise bei den Technologien zur Methananreicherung sehr hoch ausfallen. Wie bereits im Kapitel 3 angemerkt, müsste gesondert beurteilt werden, ob für den Fall der Biogas-Netzeinspeisung, ein für die Wärmeversorgung des Fermenters entsprechend dimensioniertes BHKW sinnvoll wäre. Dieses BHKW könnte dann auch zur Eigenstromversorgung genutzt werden.

Instandhaltung:

Je nach Komplexität der Anlage (ob nur gereinigt, oder auch aufbereitet wird) sind bei den Betriebskosten die entsprechenden Ressourcen einzurechnen.

Versicherungsprämien:

Im Falle einer Biogaseinspeisung müsste die Aufbereitungsanlage in einem Bündel mit der Biogasanlage selbst versichert werden. Auf die einzelnen Stufen, wie sie im Kapitel 3 im Punkt Versicherungsprämie erläutert wurde wird an dieser Stelle nicht mehr eingegangen.

Es sollen dennoch kurz einige Überlegungen angestellt werden, welche Risiken bei der Einspeisung von Biogas auftreten können und welche Haftungsrisiken daraus erwachsen: Beispielsweise wäre es denkbar, eine Ausfallsversicherung abzuschließen, falls ein Kunde nicht mehr von der Biogasanlage beliefert werden kann. Ein weiterer Punkt ist die Frage welche Schäden entstehen können, wenn z.B. aufgrund eines technischen Gebrechens und des Versagens der Sicherheitseinrichtungen ungewünschte Begleitstoffe (z.B. H<sub>2</sub>S) in das Gasnetz gelangen.

Sonstige Kosten:

Kosten für Büro- und Verwaltungsaufwand sowie Kosten für die Inanspruchnahme von Beratungs- und Dienstleistung und übrige Abgaben und Beiträge (z.B. für Interessensvertretungen) haben im Vergleich zu den übrigen Kosten keine Nennenswerten Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

Rückstellungen für Betriebsrisiken:

Die Rückstellungen für Betriebsrisiken sind letztendlich jedem Betreiber individuell überlassen und werden eine Abwägung aus den versicherbaren Leistungen, den Wartungsverträgen mit den Lieferanten und der Übernahme eines Restrisikos sein.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die für Biogas wichtigsten Aufbereitungsverfahren Entschwefelung, Entfeuchtung und Methananreicherung im Detail hinsichtlich Technologie und Kosten diskutiert.



## 4.2 Entschwefelung

Für die Entschwefelung des Rohbiogases und die Auswahl einer geeigneten Reinigungsmethode ist es von wesentlicher Bedeutung, in welcher Konzentration Schwefel vorliegt. Die in Biogasanlagen in der Praxis auftretenden Schwefelwasserstoffkonzentrationen wurden von [Haberbauer 2004] an 11 verschiedenen Biogasanlagen gemessen. Die Ergebnisse in Abbildung 45 zeigen eine Streuung von wenigen ppm  $\text{H}_2\text{S}$  bis 1.500 ppm im Biogas.

Der  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalt des Gases bei der gemessenen Deponie ist vergleichsweise gering. Die beiden Messwerte des Gases der Kläranlagen bewegen sich zwischen 300 und 700 ppm. Von Extremwerten bis zu 30.000 ppm  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalt berichtet [Köberl 1999] bei Biogas aus dem anaeroben Abbau von Schlempe<sup>25</sup> bzw. der anaeroben Abwasserreinigung in der Papierindustrie.

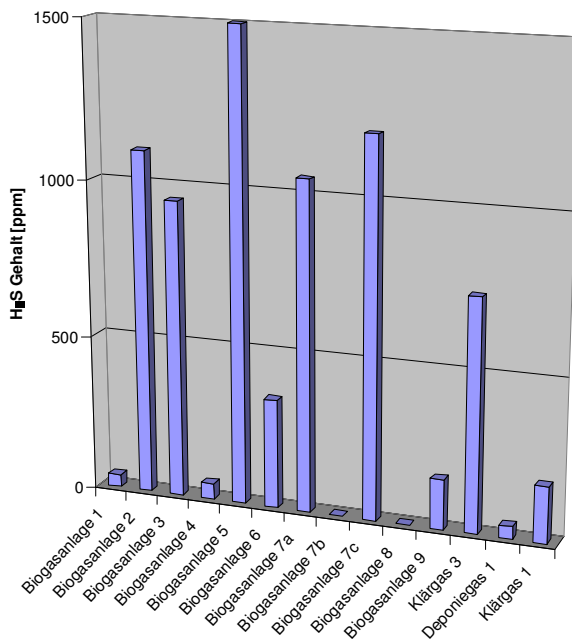


Abbildung 45: Gemessene  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalte in Gasen aus Biogas, Klärgas und Deponien [Haberbauer 2004]

Vergleich dazu Abbildung 57 in der  $\text{H}_2\text{S}$ -Werte von (Weiland 2000) nach der Reinigung (intern biologisch, intern Fällung, extern) gemessenen wurden.

Für die weiteren Untersuchungen wird von einem durchschnittlich anfallenden  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalt im Rohbiogas zwischen 500 – 1500 ppm ausgegangen.

<sup>25</sup> Schlempe ist der Begriff für organisch belastete Abfallprodukte aus der Alkoholherstellung, bspw. Apfel-, oder Kartoffelschlempe.

Zur Entschwefelung von Biogas haben sich mehrere Verfahren etabliert. Mit Abstand am häufigsten wird die biologische Entschwefelung angewandt. Weitere Möglichkeiten stellen physikalische und chemische Verfahren dar. Es ist anzumerken, dass im Zusammenhang mit Biogas zumeist von Entschwefelung gesprochen wird. Genau genommen findet aber lediglich eine Reduktion des H<sub>2</sub>S-Gehaltes statt. Eine vollständige Entfernung aus dem Gas ist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht möglich.

In Tabelle 38 sind einerseits die derzeitigen Schwefelhöchstwerte nach der ÖVGW-Richtlinie G31 mit den jeweiligen Qualitäten und andererseits die möglichen Höchstwerte im Falle einer Neuregelung für ein Zusatzgas zum Mischgas dargestellt.

ÖVGW-Richtlinie G 31	„Szenario für Mischgas“ lt. Kapitel 2 Qualitätsanforderungen
Biogas als Austauschgas, Messung am Einspeisepunkt	Biogas als Zusatzgas, Messung am Entnahmepunkt
5 mgS/m <sup>3</sup> Schwefelwasserstoff Gesamtschwefel: 150 mgS/m <sup>3</sup> bei Störfällen 30 mgS/m <sup>3</sup> im Jahresschnitt und 10 mgS/m <sup>3</sup> auf Dauer	Wenn im Erdgas 2,5 mgS/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> S enthalten sein kann, ist die Einspeisung von <ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 % Biogas mit einer H<sub>2</sub>S-konzentration von 52,5 mgS/m<sup>3</sup> und</li> <li>• 30 % Biogas mit einer H<sub>2</sub>S-konzentration von 8,8 mgS/m<sup>3</sup> möglich.</li> </ul>

Tabelle 38: Vergleich des max. Schwefelgehaltes nach der ÖVGW G31 und der Möglichkeit der Einspeisung als Zusatzgas in das Gasnetz

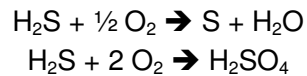
## 4.2.1 Biologische Entschwefelung

Bei der biologischen Entschwefelung muss zwischen der Entschwefelung direkt im Fermenter In Situ und der externen, dem Fermenter nachgeschalteten Entschwefelung unterschieden werden. Abgesehen von den Qualitätsanforderungen im Gasnetz, ist bei nahezu allen in Betrieb befindlichen Biogasanlagen eine Entschwefelung nach einer dieser Methoden realisiert, um einen störungsfreien Betrieb der BHKW bei konventionellen Biogasanlagen zu gewährleisten.

### 4.2.1.1 Entschwefelung im Fermenter durch Lufteinblasung In Situ

Für den biologischen Abbau von Schwefelwasserstoff sind Mikroorganismen, sogenannte Thiobazillen, verantwortlich. Sie sind üblicherweise in jedem Reaktor vorhanden und müssen nicht zusätzlich eingebracht werden. Thiobazillen setzen H<sub>2</sub>S auf aerobem Weg zu Schwefelsäure und elementarem Schwefel um. Neben Schwefelwasserstoff benötigen die Bakterien auch Kohlenstoff, anorganische Salze (N, P, K) sowie Spurenelemente (Fe, Co, Ni). Diese Substanzen liegen im Fermenter in ausreichendem Maße vor. Sauerstoff dagegen, der aufgrund der anaeroben Bedingungen im Reaktor nicht vorhanden ist, muss

eigens in den Gasraum eingeblasen werden. Die erforderliche Menge wird durch die Stöchiometrie der Abbaureaktionen vorgegeben:



Für die Bildung von Schwefelsäure und elementarem Schwefel sind unterschiedliche Arten der Gattung Thiobacillus verantwortlich. Dominieren die schwefelproduzierenden Organismen den Abbau, so stellt sich ein pH-Wert im neutralen Bereich ein. Herrschen dagegen Mikroorganismen vor, die Schwefelsäure bilden, können lokal pH-Werte von 1 - 2 erreicht werden. Da solche Bedingungen einerseits massive Korrosionsprobleme und andererseits eine Inhibierung der Tätigkeit methanogener Bakterien nach sich ziehen, sind Organismenarten, die als Stoffwechselprodukt Schwefel bilden, zu bevorzugen. Diese sind auch deshalb geeigneter, da der elementare Schwefel in das Substrat fällt und sich im Anaerobschlamm anreichert. Der ausgefaulte Schlamm stellt dann einen ausgezeichneten Dünger dar, der die Pflanzen mit dem nötigen Schwefel versorgt. Wird die Entschwefelung des Biogases direkt im Fermenter vollzogen, so muss den Mikroorganismen ausreichend Oberfläche für die Immobilisierung zur Verfügung stehen. Diese Bereiche sollten mit Substrat benetzt sein, um die Versorgung der Bakterien mit Nährstoffen zu gewährleisten. Gut geeignet sind hierfür die Oberflächen im Dom des Reaktors oder in einem Nachgärbehälter. Eine Fläche von 1 m<sup>2</sup> reicht für eine Entschwefelung von rund 20 m<sup>3</sup> Biogas pro Tag. Ist nicht genug Oberfläche für die Besiedelung mit Thiobazillen vorhanden, können zusätzliche Einbauten installiert werden. Ein großer Nachteil bei der Entschwefelung im Fermenter liegt in der Notwendigkeit begründet, dem anaeroben Milieu Sauerstoff zuzuführen. Dadurch wird die Vergärung gestört und die Methanbildung beeinträchtigt. Darüber hinaus kann es durch den Verbleib des Schwefels bzw. von Sulfat im System zu einer neuerlichen H<sub>2</sub>S-Bildung kommen.

#### **Investitionskosten:**

Bei der In Situ-Entschwefelung spielen die Investitionskosten eine untergeordnete Rolle. Üblicherweise wird mittels einer Membranpumpe (früher auch „Aquarienpumpe“) der erforderlichen Sauerstoffe in Höhe von etwa 3 – 5 % des Biogases (es werden aber auch Angaben von 5 – 10 % gemacht) eingeblasen. Wie sich ein erhöhter Sauerstoffeintrag auf die Gasproduktion (Sauerstoff hemmt den Biogasprozess) auswirkt, wird in diesem Fall nicht weiter untersucht. Die Investitionskosten für die Komponenten (Balgzähler, Magnetventil, Rückschlagventil,...) liegen bei etwa € 4000<sup>26</sup> und sind relativ unabhängig von der Durchsatzmenge. In Abbildung 8 sind entsprechende Anlagenteile zu sehen.

---

<sup>26</sup> Aufgrund eingeholter Angebote Mai 2004



Abbildung 46: Komponenten für eine In Situ Entschwefelung (Quelle: Dieter Moor)

#### **Betriebskosten:**

Zu Betriebskosten führt der kontinuierliche Stromverbrauch für den Betrieb der Membranpumpe (oder des Kompressors wenn an der Anlage ein Druckluftsystem installiert ist). Betriebskosten für Personalaufwand für den Betrieb der Membranpumpe (Feineinstellung, Funktionskontrolle, Störungsbehebung....) können in Anbetracht des geringen Aufwandes im Verhältnis zum Betrieb der Gesamtbiogasanlage vernachlässigt werden.

#### **Outputqualität:**

Output ist ein teilentschwefeltes, aber mit sämtlichen anderen in Kapitel 3 erwähnten Gasbegleitstoffen verunreinigtes Biogas. Es lässt sich eine Reduktion von 2000 – 3000 ppm auf 50 -100 ppm bewerkstelligen. Es wurden auch Reduktionen von 800 ppm auf 10 ppm realisiert [Ahrer 2003 S.29]. Andere Stellen berichten von Reduktionen bis zu 95 % [Schulz 2001 S.72].

[Schneider, et.al. 2002 S. 25] berichtet, „dass eine Langzeitstabilität von Schwefelwasserstoffkonzentrationen < 20 ppm im Reingas mit biologischen Verfahren alleine nicht erreicht werden kann.“ Weiters merkt er an, „dass  $H_2S$  - Konzentrationsspitzen nicht abgefangen werden können, da sich die Biologie nicht schnell genug an veränderte Konzentrationsverhältnisse anpassen kann“.

**Menge:**

Durch variieren der Pumpengröße bzw. Steuerung oder durch parallel schalten mehrerer Membranpumpen in Abstimmung mit der notwendigen Besiedelungsfläche für die Bakterien im Fernmeterraum lässt sich die Reinigung auf jeden beliebigen Gasdurchsatz einstellen.

**Entwicklungsstand:**

Wenn die Prozessparameter stimmen (eingeblassene Luftmenge, genügend Besiedelungsfläche für die Bakterien), ist dies eine einfache, ausgereifte, betriebssichere, effektive und dem Stand der Technik entsprechende Entschwefelung bei Biogasanlagen mit Gasverwertung im BHKW.

Bei der Einspeisung in das Gasnetz ist zu beachten, dass durch den Eintrag von Luft auch ein hoher Anteil Stickstoff eingebracht wird. Luft setzt sich bekanntermaßen aus ca. 21 Vol-% Sauerstoff und 79 Vol-% Stickstoff zusammen. Bei der Zudosierung von Luft wie oben erwähnt von etwa 5 % würde das einen Stickstoffanteil pro m<sup>3</sup> von etwa 0,04 Vol % bedeuten. Zwar ist diese Erhöhung nur sehr gering, aber im Zusammen mit dem ohnehin schon vorhandenen Stickstoff im Biogas zwischen 0 – 5 Vol. % beeinflusst diese Methode das Ergebnis negativ. Die Grenze nach der ÖVGW-Richtlinie G31 liegt bei ≤ 5 Vol. %.

Da Stickstoff die Energiedichte des Gases vermindert, wirkt sich diese Methode ebenso negativ auf den Heizwert aus.

Abschließend sei angemerkt, dass einer Erhebung nach [Oheimb 1999] zufolge etwa 91,5 % aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland mit einer biologischen In Situ Entschwefelung ausgestattet sind.

Ein Vorteil der biologischen In Situ Entschwefelung ist die Tatsache, dass der Schwefel über den Austrag der Gülle wieder in den natürlichen Stoffkreislauf zurückgeführt wird. Bei den chemischen und physikalischen Entschwefelungsmethoden ist dies nicht der Fall. Dem gegenüber steht der Sauerstoff- und Stickstoffeintrag durch die Zudosierung der Umgebungsluft.

#### **4.2.1.2 Externe biologische Entschwefelung (Biotropfkörper)**

Im Gegensatz zur In Situ Entschwefelung findet bei der externen Entschwefelung die mikrobiologische Reaktion in einem externen Biofilter bzw. Biotropfkörper statt. Ebenso wie bei dem oben erwähnten Verfahren wird 4 bis 6% Luft dem Biogasvolumenstrom zudosiert. Dabei werden in der Praxis zwei Verfahren angewendet: Die eine Methode verwendet lediglich einen Behälter, bei der zweiten findet das Verfahren in 2 Behältern statt.

Bei ersterer Methode wird dem Biogas die Luft zudosiert bevor es in den Reaktor geführt wird. Die im Reaktor angesiedelten Bakterien werden ständig mit Nährstofflösung berieselt. Die H<sub>2</sub>S-Absorption an die Flüssigkeit und mikrobiologische Oxidation finden am gleichen Ort statt.

Bei der zweiten Methode wird das H<sub>2</sub>S im Biogas mittels eines Wäschers in einer mit Bakterien und Nährstoffe beladenen Waschflüssigkeit gelöst. Danach wird diese Flüssigkeit

in einen zweiten Reaktor geführt, in dem durch Zudosierung von Luft das  $H_2S$  zu Schwefel und Sulfat mikrobiologisch umgesetzt wird. Auf diese Weise besteht die Möglichkeit, optimale Betriebsbedingungen (pH-Wert, Temperatur, Sauerstoffkonzentration) für den  $H_2S$ -Abbau einzustellen. In Abbildung 47 ist eine derartige externe Entschwefelung schematisch dargestellt.

Die Thiobazillen werden auf einem Trägermaterial angesiedelt, welches vom Biogas aus dem Fermenter durchströmt wird. Um die Bakterien zu versorgen, muss die Trägermaterialschtung mit Nährflüssigkeit (Substrat, Fermenterablauf) gespült werden. Diese Flüssigkeit wird im Kreislauf geführt, wobei ein Teil kontinuierlich ausgeschleust und durch frische Nährflüssigkeit ersetzt werden sollte, um eine Aufkonzentrierung von Schwefel oder Sulfat im System zu verhindern.

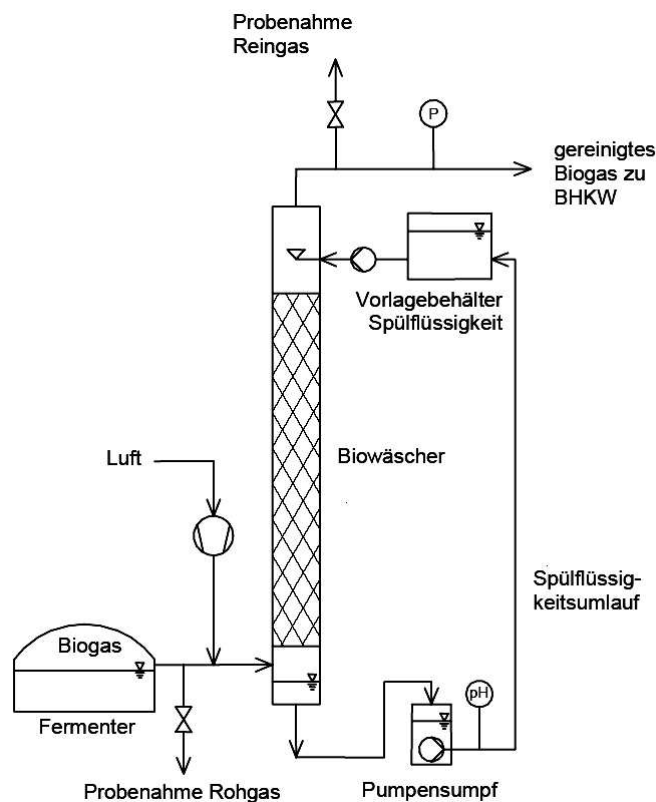


Abbildung 47: Mikrobiologische Reduktion des  $H_2S$ -Gehaltes von Biogas [Schneider, et.al. 2002]

### Investitionskosten:

Die Investitionskosten bei der externen Entschwefelung setzen sich im Wesentlichen aus dem Behälter selbst (bzw. zwei Behälter bei der Methode mit getrennten Schritten wie oben beschrieben) mit der entsprechenden Besiedlungsfläche einem Vorlagebehälter und einem Pumpensumpf für die Spülflüssigkeit und den Pumpen für die Luftzudosierung sowie für die Spülung mittels Nährstofflösung zusammen. Abbildung 13 zeigt eine entsprechende Anlage.



Abbildung 48: Externe biologische Entschwefelung bei der Biogasanlage Bruck/Leitha NÖ Durchsatz von 700m<sup>3</sup>/h (Quelle: Dieter Moor)

Die spezifischen Investitionskosten der externen biologischen Entschwefelung sind in Abbildung 49 dargestellt.

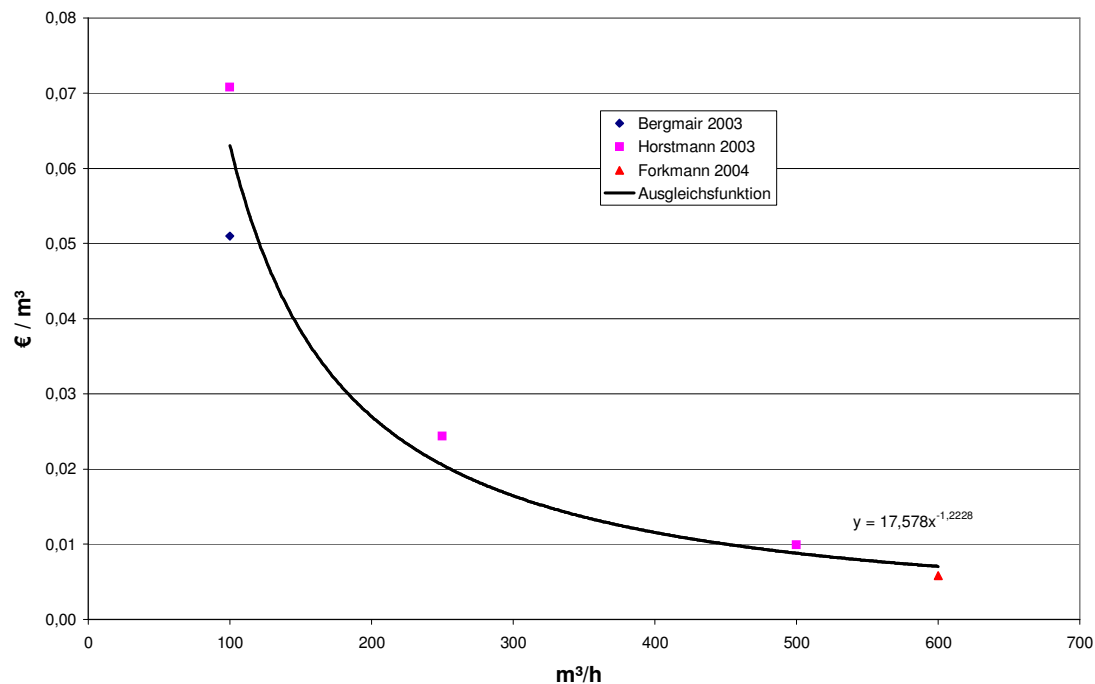


Abbildung 49: Spezifische Investitionskosten (€/m³) der externen biologischen Entschwefelung in Abhängigkeit vom Durchsatz in m³/h [Bergmair 2003, Horstmann 2004, Forkmann 2004]

Bei den in Abbildung 49 dargestellten spezifischen Investitionskosten wurden die genannten Errichtungskosten der jeweiligen Hersteller durch die entsprechende Leistung in m³/h und die angenommenen Auslastung von 8700 h dividiert. Beispielsweise ergibt die Anlage bei Horstmann 2004 mit 100 m³/h und den angegebenen Investitionskosten von 62.000 € die spezifischen Investitionskosten in der Höhe von 0,071 €/m³.

### Betriebskosten:

Die Betriebskosten ergeben sich im Wesentlichen durch den Strombedarf der Pumpen und die Temperierung des Biowäschers. Bei einer Anlage mit einer Produktionsmenge von 260 m³/h ist ein Leistungsbedarf von etwa 1kW<sub>el</sub> für den Pumpenbetrieb notwendig [Prechtl 2003, S. 179]. Für die Wartung der Anlage sind jährlich 2 % der Investitionskosten analog zu den Kosten bei der Entschwefelung durch Adsorption an Masse anzusetzen. Es werden keine Chemikalien eingesetzt, Verbrauchsstoffe sind ebenfalls keine einzurechnen. Das führt im Vergleich zu anderen Verfahren zu relativ niedrigen Betriebskosten. Abbildung 11 zeigt die spezifischen Betriebskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße.



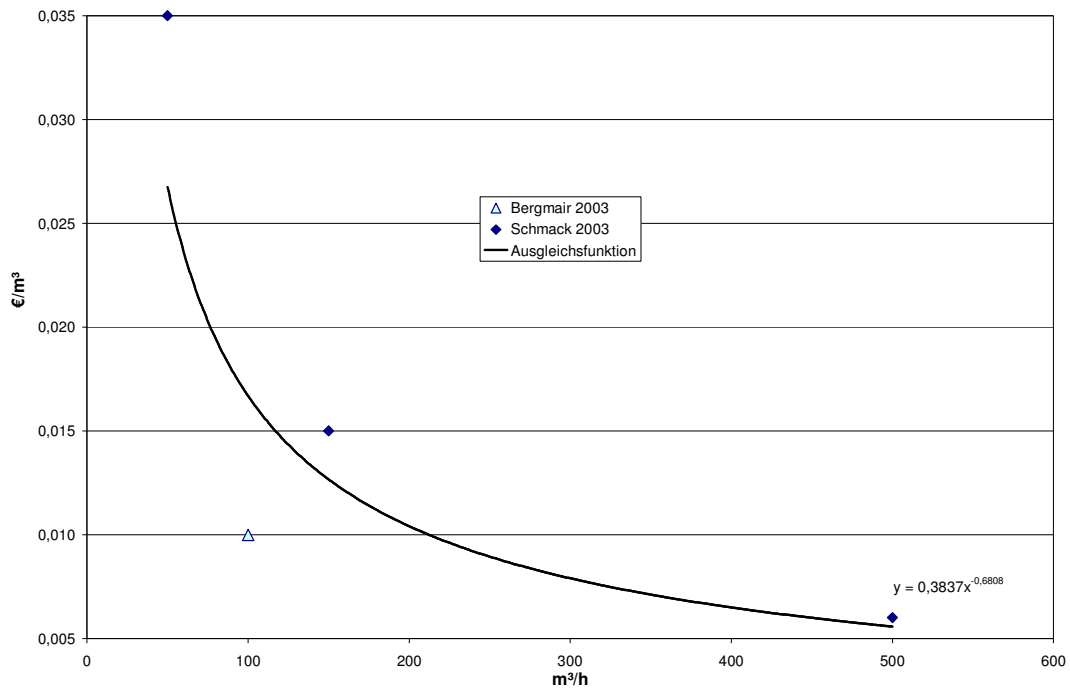


Abbildung 50: Betriebskosten in €/m<sup>3</sup> für die externe biologische Entschwefelung abhängig von der Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Schmack 2003, Bergmair 2003]

#### Verfahrenskosten:

Die Darstellung in Abbildung 51 ist eine Zusammenfügung der Abbildung 49 (Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten) mit den Daten aus Abbildung 50 (Betriebskosten).

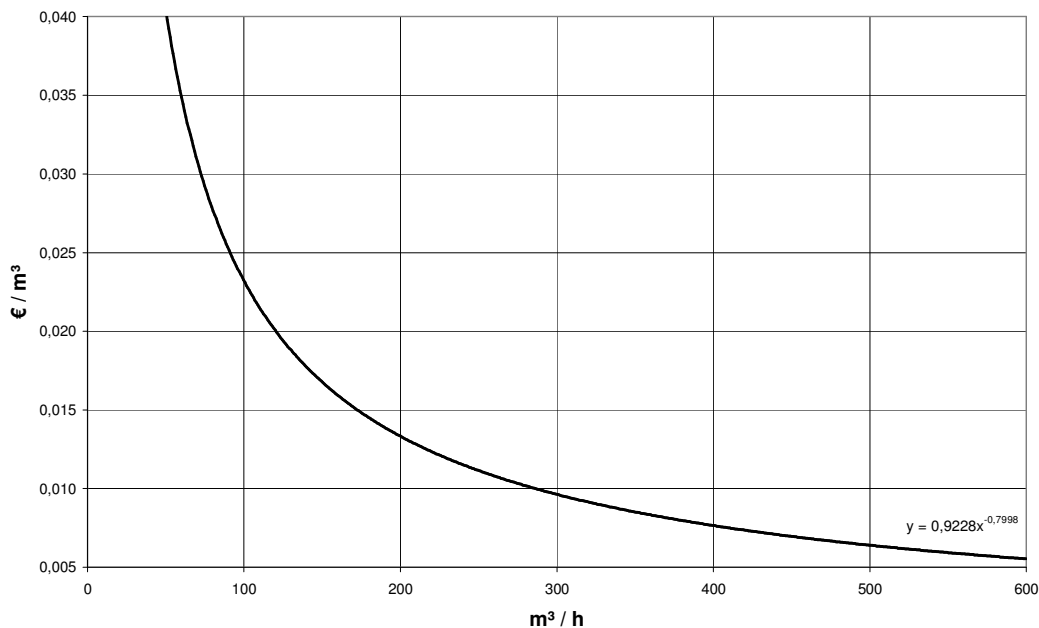


Abbildung 51: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> der externen biologischen Entschwefelung von Biogas abhängig von der Anlagenkapazität (m<sup>3</sup>/h)

#### Outputqualität:

Angaben verschiedener Anlagenlieferanten zufolge können H<sub>2</sub>S-Konzentrationen im gereinigten Gas von unter 100 - 200 ppm erreicht werden. Durch Optimierung des Verfahrens sollen künftig noch geringere Konzentrationen möglich werden (Vergleiche auch [Schneider, et.al. 2002 S. 34, Ahrer 2003 S. 127]). Bei diesem optimierten Verfahren kann die benötigte Flüssigkeit (gleichzeitig Nährstofflösung) aus dem vergorenen Substrat der Biogasanlage gewonnen werden, indem die Feststoffe abgepresst werden. Die Flüssigkeit wird im Kreislauf geführt, wobei permanent ein Teilstrom abgezogen und mit frischem Medium wieder aufgefüllt wird. Ein Reinigungsgrad von 95% kann erreicht werden [Bergmair 2003].

#### Menge:

Es werden Anlagen bis 100 m<sup>3</sup>/h Biogas aber auch größere vollautomatisierte Anlagen von 150 - 400 m<sup>3</sup>/h Gas angeboten. Beliebig große Erweiterungen können auch durch Anordnung mehrerer „Säulen“ erreicht werden.

#### Energieaufwand:

Der Energieaufwand für den Betrieb bezieht sich überwiegend auf die Bereitstellung der Wärme. Bei einer Temperierung auf etwa 30 °C für die Bakterienkultur werden bei einem Durchsatz von 100m<sup>3</sup>/h ca. 2 kW Leistung benötigt. Für den Betrieb der Pumpen zur Spülung und Gasumwälzung sind bei Anlagen in dieser Größenordnung ca. 1 kW elektrische Leistung notwendig.

**Entwicklungsstand:**

Verschiedene Institute und Firmen betreiben Anlagen im Labor-, Technikums- und Pilotmaßstab. Die Referenzlisten der Unternehmen weisen darauf hin, dass diese Entschwefelungsmethode weiter an Bedeutung zunehmen wird. Eine ständige Weiterentwicklung durch Forschungsinstitute lässt eine Optimierung dieser Technologie erwarten.<sup>27</sup>

Beispielsweise sollen mit einem von Profactor entwickelten Prototyp zur H<sub>2</sub>S–Reinigung Werte unter 10 ppm erreicht werden [Ahrer 2003 S. 127].

## 4.2.2 Chemische / Physikalische Entschwefelung

Bei der chemischen / physikalische Entschwefelung sind sehr viele unterschiedliche Systeme auch hinsichtlich der verwendeten Chemikalien verfügbar und werden intensiv in der Erdgasindustrie zur Gasaufbereitung im großen Maßstab angewandt. Im Wesentlichen können die Verfahren nach dem Prinzip der Fällung, der Adsorption und Absorption unterschieden werden. Systeme, die für die Größenordnung einer Biogasanlage zu aufwändig sind, werden hier aus ökonomischer Sicht nicht behandelt.

### 4.2.2.1 Adsorption an Masse

Bei einem seit langem angewandten Verfahren zur Entschwefelung von Gasen werden Eisenoxide oder Eisenhydroxide eingesetzt. An diese Stoffe bindet sich das H<sub>2</sub>S unter Bildung von Eisensulfiden.



Die Eisenmassen, die bei diesem Vorgang verbraucht werden, müssen periodisch durch Lufteinblasung regeneriert werden. Für einen kontinuierlichen Betrieb sind somit zwei parallel geschaltete Reinigungseinheiten nötig. Die Regenerierung kann allerdings höchstens zehnmal durchgeführt werden, danach muss die Schüttung erneuert werden. Auch hier gibt es mittlerweile ein verbessertes Verfahren, das einen kontinuierlichen Betrieb mit nur einer Reinigungseinheit erlaubt. Dabei befindet sich die Eisenoxid-Reinigungsmasse in einem turmförmigen Behälter. Von oben wird bei Bedarf frische Reinigungsmasse zugeführt, während das „verbrauchte“ Eisenoxid am Boden des Behälters abgezogen wird. Das H<sub>2</sub>S-hältige Biogas durchfließt den Turm im Gegenstrom von unten nach oben. So erfolgt die Grobreinigung im unteren Teil der Anlage und die Feinreinigung im oberen Teil, wo sich die frische, reaktionsfreudige Reinigungsmasse befindet. Um den Verbrauch an Eisenoxid gering zu halten, wird dem Gas eine geringe Menge Luft zudosiert. Dadurch regeneriert sich die Schüttung laufend. Erst wenn sich zuviel elementarer Schwefel (entsteht bei der Regeneration) an der Oberfläche der Reinigungsmasse abgesetzt hat, lässt die

---

<sup>27</sup> Auswahl verschiedener Anbieter [www.lipp-system.de](http://www.lipp-system.de), [www.sh-umwelt.de](http://www.sh-umwelt.de), [www.schmack-biogas.com](http://www.schmack-biogas.com) und Forschungsinstitute [www.atz-evus.de](http://www.atz-evus.de), [www.profactor.at](http://www.profactor.at)

Entschwefelungsleistung nach. Der Schwefel wird zusammen mit der abgenutzten Reinigungsmasse vom Boden des Behälters entfernt.

Obwohl in der Literatur immer wieder zu hohe Kosten (aufgrund der großen Oberflächen der Adsorbermassen und der damit verbundenen hohen Volumina) zitiert werden, wird in diesem Kapitel die Methode der Adsorption an Masse aufgrund der Vorteile in der Betriebsführung genauer behandelt. Aufbauend auf die jahrelangen Erfahrungen in der Klärgastechnik wurden für die an sich „alte“ Technologie immer wieder Verbesserungen getroffen. Auch hinsichtlich Automatisierung wurden wesentliche Fortschritte erzielt womit sich eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Methode ergibt.

### **Investitionskosten:**

Die Hauptkomponenten einer derartigen Entschwefelungsanlage besteht in der Regel aus einem Edelstahlbehälter zur Aufnahme der pelletierten Gasreinigungsmasse, der Erstbefüllung mit Pellets und der Regelungstechnik (im Wesentlichen die Regenerationsluftdosierung inkl. der gesamten Steuerungseinheit für die Luftzumischung, Temperaturüberwachung, Luftmengenüberwachung).

Je nach Größe der Anlage und gewünschter Bedienungsweise können die Entschwefelungsanlagen unterschiedlich ausgestattet und automatisiert werden. Bei kleineren Entschwefelungsanlagen entstehen durch handbetätigte Entnahme- und Befüllschleusen sowie einfache Hebezeuge für die zuzuführende Gasreinigungsmasse geringere Investitionskosten, was sich allerdings auf die Betriebskosten auswirkt. Größere Entschwefelungsanlagen werden mit automatisch bedienbaren Schleusen ausgestattet. Drehklappen und Schieber werden elektrisch betätigt. Die Zufuhr der frischen Gasreinigungsmasse erfolgt hier durch eine Schrägförderanlage.

Auswirkung auf die Investition hat auch die Höhe der Rohbiogaskonzentration. Bei  $H_2S$  im Rohbiogas bis 1000 ppm, kann die Baugröße der Anlage klein gehalten werden. Die parallele Luftzumischung kann einfach ausgeführt werden. Reinigungsleistungen bis auf Gehalte unter 1 ppm  $H_2S$  sind möglich.

Bei  $H_2S$  im Rohbiogas von 1000 bis 5000 ppm (welche im Klärgasbereich üblich sind), sind die Anlagen mit paralleler Luftzumischung ausgestattet und passen sich in der Luftmenge an [Muche 2003]. Aktuelle Daten zu den Investitionskosten für Entschwefelungsanlagen mittels Adsorption an Masse sind in Abbildung 52 dargestellt.

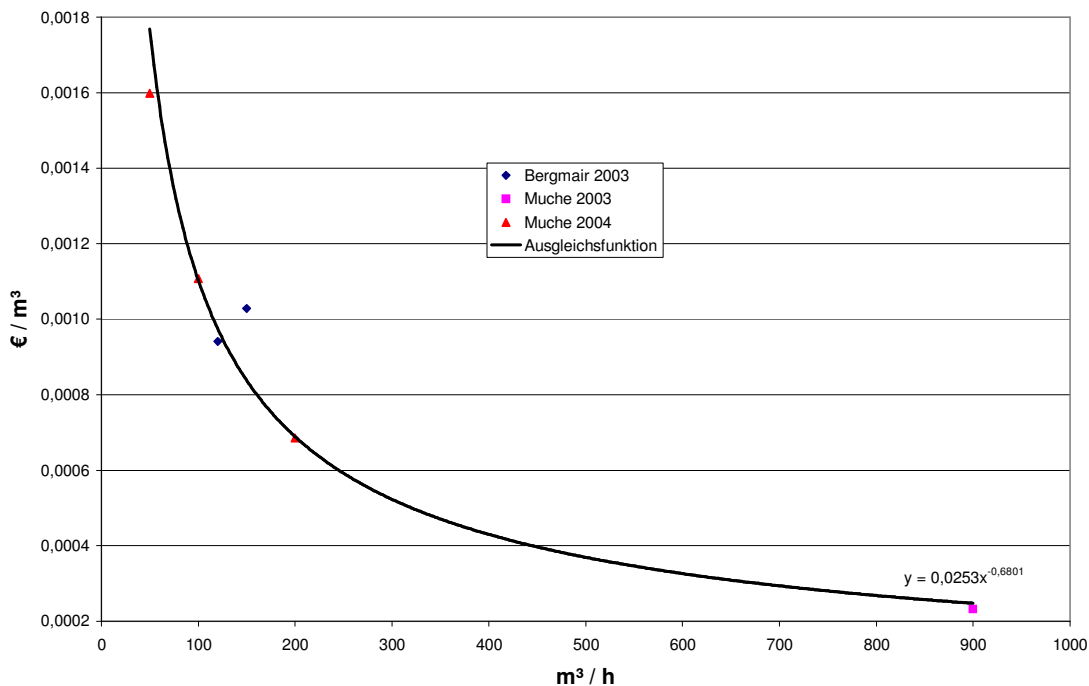


Abbildung 52: Spezifische Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> mittels Adsorption an Masse bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Bergmair 2003, Muche 2003, Muche 2004]

### Betriebskosten:

Die Betriebskosten fallen im Wesentlichen für die Kosten der Regenerierung der Pellets an. Dabei ist zwischen der Energie für die Belüftung, der Nachfüllung der Pellets und der Deponierung der Pellets zu unterscheiden. Der Luftzusatz bringt die Reinigungsmasse wieder in ihren ursprünglichen Zustand. Da aber die Reinigungskraft mit der Zeit nachlässt, sobald sich zu viel elementarer Schwefel an der Oberfläche der pelletierten Reinigungsmasse ablagert, müssen die Pellets ausgetauscht werden. Die nachzufüllende frische Reinigungsmasse wird der Anlage von oben durch eine Eintragungsschleuse zugeführt. Die entsprechende Menge verbrauchter Gasreinigungsmasse wird dem Behälter von unten durch eine Austragsschleuse entnommen.

Die parallel verlaufende Regeneration wird durch Zusatz von etwa 1 - 3 Vol.% Luft (abhängig vom H<sub>2</sub>S-Gehalt des Gases) zum Rohgas erreicht. Zur Einstellung der Zumischmenge wird der Gasmengenmessung ein Signal abgenommen. Eine Dosiereinheit fügt entsprechend der aktuell fließenden Gasmenge die Regenerationsluft hinzu.

In Abbildung 53 wurde zusätzlich zu den oben genannten Kosten eine Pauschale für die Wartung von 2 % der Investitionskosten sowie die Abschreibung der Anlage auf 20 Jahre hinzugefügt. Die Auslastung wurde mit 8700 Betriebsstunden angenommen.

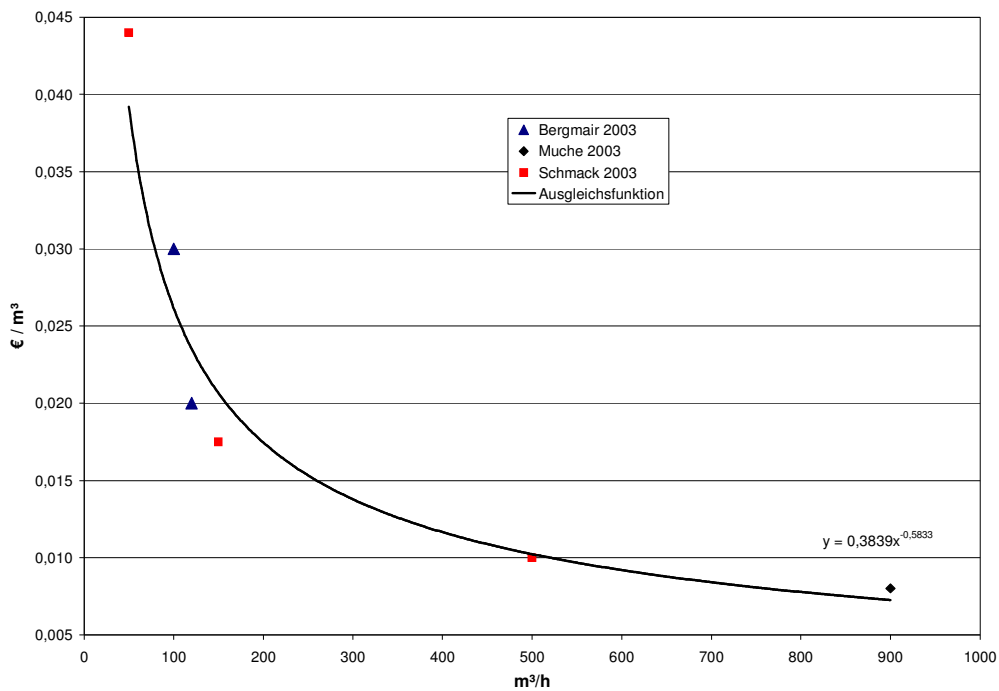


Abbildung 53: Betriebskosten für die Entschwefelung mittels Adsorption an Masse [Muche 2003, Schmack 2003, Bergmair 2003]

#### Verfahrenskosten:

Die Darstellung in Abbildung 54 ist eine Zusammenfügung der Abbildung 52 (Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten) mit den Daten aus Abbildung 53 (Betriebskosten).

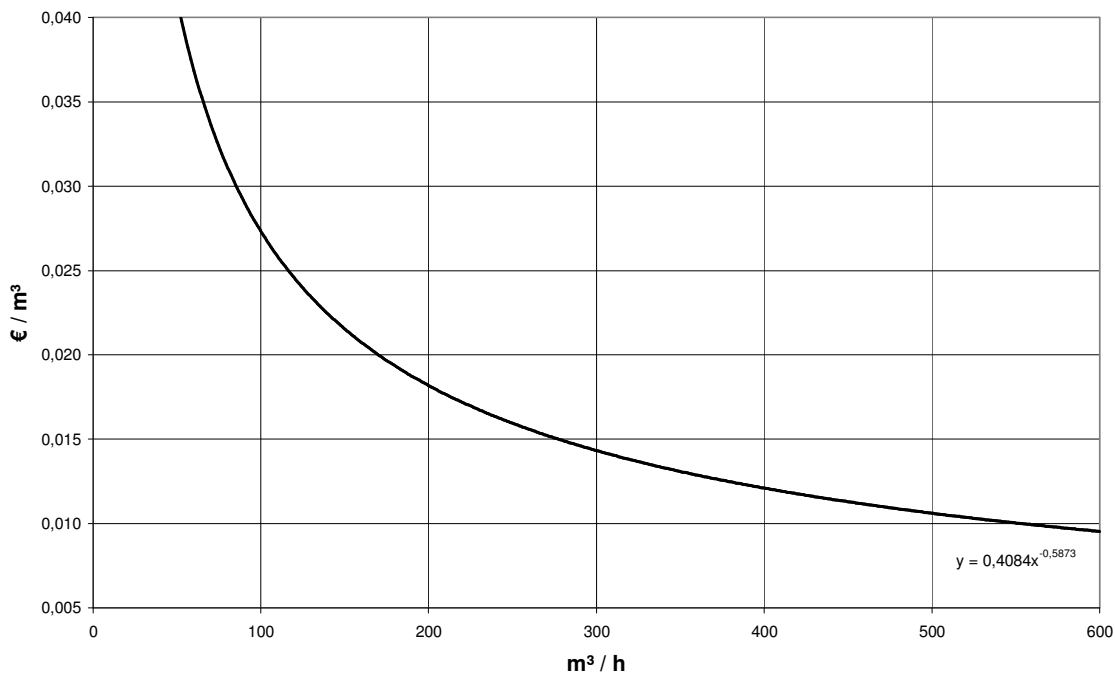


Abbildung 54: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die Entschwefelung mittels Adsorption an Masse in Abhängigkeit von der Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h)

#### Outputqualität:

Die Effektivität der Entfernung des Schwefelwasserstoffes aus dem Klärgas wird wesentlich von der Qualität der Reinigungsmasse bestimmt. Die Reinigungsmasse besteht aus Rohstoffen, die eine hohe Aufnahmefähigkeit für Schwefelwasserstoff besitzen, damit wird eine gute Wirtschaftlichkeit des Verfahrens gewährleistet.

Eine gute Feinreinigung des Gases kann durch die große Reaktionsfreudigkeit der Reinigungsmasse erzielt werden. Reinigungsleistungen bis auf Gehalte unter 1 ppm H<sub>2</sub>S sind möglich.

#### Energieaufwand:

Der Aufwand beschränkt sich im Wesentlichen auf die Luftzudosierung und den Betrieb der Fördereinrichtungen für die Pellets, welcher sich je nach Anlagengröße zwischen 40 kWh/d (bei 120 m<sup>3</sup>/h) bis zu 220 kWh/d (bei 900 m<sup>3</sup>/h) bewegt.

#### Entwicklungsstand:

Durch die jahrelangen Erfahrungen im Kläranlagenbau ist der Entwicklungsstand hoch. Aufgrund der anfallenden Kosten für die Pellets (Nachfüllung und Deponierung) ist das Verfahren für Biogas zur BHKW-Nutzung im Vergleich zur biologischen H<sub>2</sub>S-Reinigung nicht sehr verbreitet.

Typische Adsorptionstürme zur Gasentschwefelung mittels Adsorption an Masse, sind für zwei Kläranlagen in Deutschland in Abbildung 55 dargestellt.



Abbildung 55: Entschwefelungsanlagen an Masse mittels Eisenpellets, links: Kläranlage Bad Vilbel, rechts: Kläranlage Leipzig-Rosental [Muche 2004]

#### 4.2.2.2 Absorption mittels Gaswäsche

Aufgrund der Löslichkeit von  $\text{H}_2\text{S}$  in Wasser besteht auch die Möglichkeit der Entschwefelung durch Druckwasserwäsche. Da mit dieser Methode auch das Kohlendioxid aus dem Biogas entfernt werden kann, wird sie häufig für die Methananreicherung verwendet. Diese Methode stellt hinsichtlich Entfernung von  $\text{H}_2\text{S}$  alleine keine wirtschaftliche Alternative dar. Daher wird dieses Verfahren im Zusammenhang mit der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung in Kapitel 4.6 weiterbehandelt.

#### 4.2.2.3 Adsorption an Aktivkohle

Bei typischen Schwefelwasserstoff Konzentrationen in Bio-, Klär-, und Deponiegas zwischen 2000 und 5000 ppm ist diese Methode nicht zielführend, da die Aktivkohle zu rasch beladen sein würde. Ein sinnvoller Einsatz betrifft die Feinstreinigung bei erforderlichen Konzentrationen im Reingas  $< 1$  ppm.

Die gesamten Verfahrenskosten (Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten sowie Betriebskosten) für eine derartige Anwendung sind in Abbildung 56 angegeben. Dabei wurde zusätzlich eine Variante erhoben, bei der die Entfeuchtung auf  $5^\circ\text{C}$  Taupunkt erreicht wird. Diese ist gegenüber der alleinigen



Entschwefelung um das 1,4 fache (im Bereich 100 m<sup>3</sup>/h) bis 6,5 fache (im Bereich 900 m<sup>3</sup>/h) teurer.

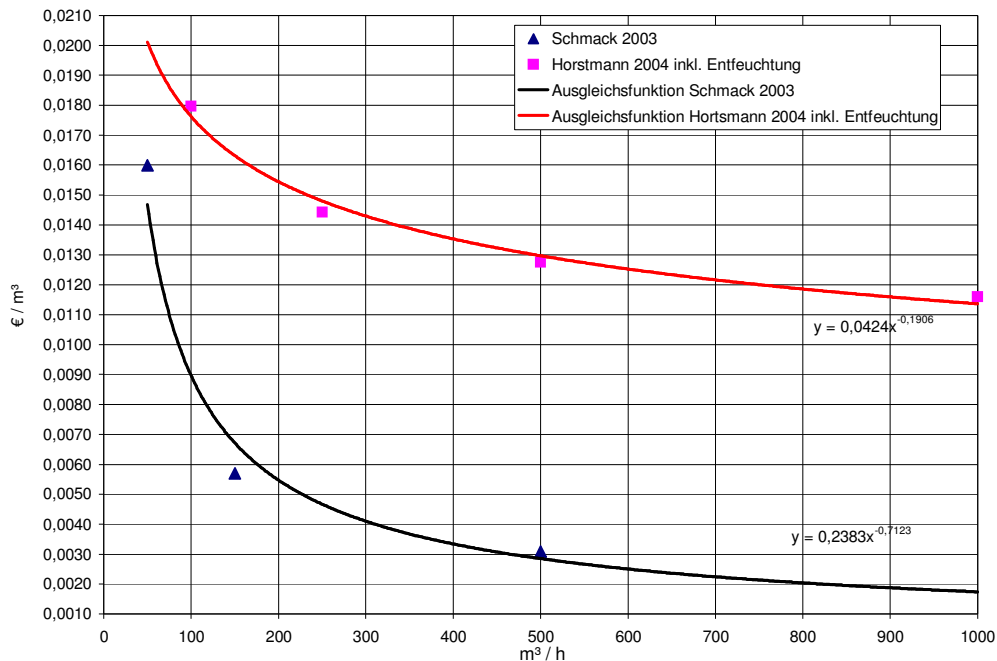


Abbildung 56: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die Entschwefelung mittels Aktivkohle Feinreinigung, inkl. Variante Entfeuchtung auf Taupunkt 5° C bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Schmack 2003, Horstmann 2004]

#### 4.2.2.4 Fällung mit Eisensalzen

Die Investitionskosten sind besonders gering, da nur eine Dosierpumpe und ein Vorlagebehälter angeschafft werden muss. Die Betriebskosten für das benötigte Fällmittel (z.B. Eisenchlorid) können abhängig von der Reinigungsleistung hohe Ausmaße annehmen. Es sind je nach Dosierung des Fällmittels Reinigungsleistung zwischen 100 und 500 ppm erreichbar. Dieses System ist sehr gut bei H<sub>2</sub>S-Spitzenbelastungen anwendbar.

Da die Fällung mit Eisensalzen aufgrund der ökologischen Probleme (Fällmittel gelangt mit dem Gärrest in die Umwelt) nicht zukunftsweisend ist, wurden keine genaueren Daten hinsichtlich Investitionskosten, Betriebskosten, Qualität, etc. erhoben.

#### 4.2.3 Zusammenfassung zur Entschwefelung

Zurzeit können bei keinem der biologischen Verfahren alleine auf Dauer die Werte für die notwendige Entfernung des Schwefels nach der ÖVGW-Richtlinie G31 zuverlässig garantiert werden. In der Richtlinie ist für Gesamtschwefel als Dauerwert 10 mg S/m<sup>3</sup> (entspricht in

etwa 6,66 ppm<sup>28</sup>) und als Durchschnittswert 30 mg S/m<sup>3</sup> (entspricht in etwa 20 ppm) angegeben.

Die in Kapitel 2 diskutierte Änderung der Grenzwerte im Rahmen einer neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas würde den biologischen Reinigungsverfahren einen größeren Spielraum ermöglichen und deren Einsatzgebiet erweitern. Unter der Annahme, dass im Erdgas 2,5 mgS/m<sup>3</sup> enthalten sind, und ein H<sub>2</sub>S-Gehalt von max. 5 mgS/m<sup>3</sup> im Mischgas vorgeschrieben sind, wäre eine Beimengung von 5 % Biogas mit einer H<sub>2</sub>S-Konzentration von 52,5 mgS/m<sup>3</sup>, bzw. von 30 % Biogas mit einer H<sub>2</sub>S-Konzentration von 8,8 mgS/m<sup>3</sup> möglich.

Die Messungen von [Weiland 2000] ergaben bei einer Evaluierung von 60 Biogasanlagen in der Bundesrepublik Deutschland H<sub>2</sub>S- Gehalte im gereinigten Biogas wie Sie in Abbildung 57 dargestellt sind. Im Großteil der Anlagen wurde, wie bereits bei [Oheimb 1999] angemerkt, eine interne biologische Entschwefelung eingesetzt.

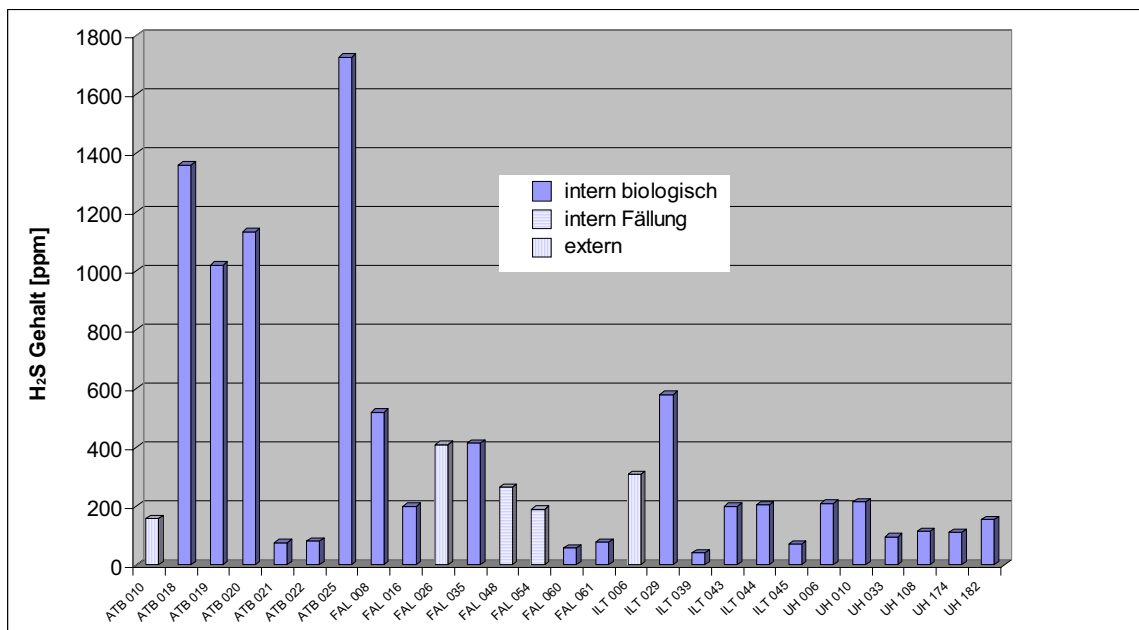


Abbildung 57: Gemessene H<sub>2</sub>S-Gehalte in Gasen aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen [Quelle: Weiland 2000]

Es ist ersichtlich, dass mit den gängigen Methoden keine stabile Entschwefelung gewährleistet werden kann.

Sollte durch eine ambitionierte Forschungs- und Entwicklungstätigkeit die externe Entschwefelung verbessert werden, wären H<sub>2</sub>S-Konzentrationen im Reingas unter 10 ppm möglich [Ahrer 2003]. Dies würde in etwa dem aktuellen Grenzwert der ÖVGW Richtlinie G31 entsprechen.

<sup>28</sup> Umrechnung H<sub>2</sub>S: 1 ppm ≙ 1,5 mg /m<sup>3</sup>

Abgesehen vom Entwicklungsstand der biologischen Entschwefelung, macht es aber auch durchaus Sinn, eine biologische Stufe einer chemischen oder physikalische Stufe vorzulagern. So könnten durch die Koppelung verschiedener Verfahren hintereinander die Betriebskosten minimiert werden.

Eine biologische Entschwefelung bereitet beispielsweise das Gas mit 200 ppm für die zweite Stufe vor, welche wiederum problemlos eine Reinheit von < 10 ppm erreichen kann. Wird die zweite Stufe etwa mittels Aktivkohlefilter realisiert, können die Betriebskosten aufgrund der geringeren Frachten und der damit verbundenen längeren Filterstandzeiten gesenkt werden. Eine detaillierte Analyse der Betriebskosten für derartige Verfahrenskombinationen müsste allerdings über Simulationsmodelle bzw. durch Messungen an Anlagen ermittelt werden.

## 4.3 Entfeuchtung

Ebenso wie bei der Entschwefelung des Biogases besteht auch bei der Entfernung des Wasserdampfes die Möglichkeit, Verfahren anzuwenden, die unabhängig von der Reinigung anderer zu entfernenden Stoffe betrieben werden können, und solchen, die in Kombination auch das Wasser entfernen.

Ziel bei der Entfeuchtung ist es, den Wasserdampftaupunkt durch die verschiedenen Behandlungsverfahren zu senken. Die ÖVGW-Richtlinie G31 fordert einen Wert von  $-8^{\circ}\text{C}$  bei einem Gasdruck von 40 bar, das entspricht  $51,76 \text{ mg/m}^3$ .

Die in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ aufgestellte theoretische Mindestanforderung, den Wassertaupunkt bei Betriebsdruck unter der durchschnittlichen Bodentemperatur zu halten ( $0^{\circ}\text{C}$  bei Betriebsdruck), würde das Spektrum der möglichen Trocknungsverfahren erheblich erweitern. Diese entschärfte Anforderung an die Entfeuchtung könnte etwa im Rahmen einer neuen Qualitätsrichtlinie für Mischgas bzw. das einzuspeisende Biogas Berücksichtigung finden.

Eine Entfeuchtung ist auch für Biogas für Brennstoffzellen, aber auch zur Verlängerung der Wartungsintervalle und der Erhöhung der Standzeiten der Biogas-BHKWs notwendig. Es wurden daher bereits zahlreiche großtechnischen Lösungen aus der Erdgaswirtschaft genutzt, um daraus Verfahren, die an die Größenordnungen der Biogasanlagen angepasst sind, abzuleiten. Diese Verfahren werden nachfolgend vorgestellt.

### 4.3.1 Kondensation

Bei der Kondensation wird der physikalische Effekt des Überganges vom gasförmigen (Wasserdampf) in den flüssigen Aggregatzustand durch Abkühlung oder Druck (oder beides) genutzt. Das bei konventionellen Biogasanlagen zu 100 % mit Wasserdampf gesättigte Biogas wird meist über einfache Vorrichtungen (siehe Methoden in Abbildung 58) entfeuchtet, um einen stabileren Betrieb des BHKW zu ermöglichen.

Bei einer Erhebung von 375 Biogasanlagen in Deutschland wurden hinsichtlich Entfeuchtung die in Abbildung 44 dargestellten Daten ermittelt. In 61 % der Anlagen wird der Wasserdampf an langen kühlen Gasleitungen auskondensiert, bei 15 % wird eine statische Abscheidung im Gasspeicher eingesetzt, bei 12 % eine Kondensattrocknung und 4% setzen das Verfahren mittels Wasserkühlung ein [Mitterleitner 2000, S 12].

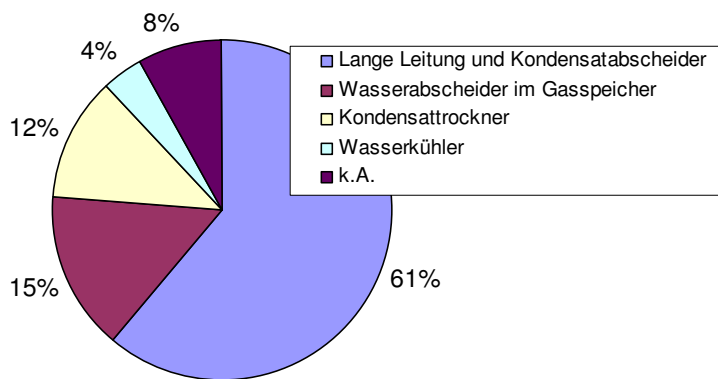


Abbildung 58: Entfeuchtungsmethoden von Biogasanlagen [Mitterleitner 2000, S 12]

All diese Methoden sind für die Verstromung in BHKW ausreichend, für die Biogas-Einspeisung ins Gasnetz müssen allerdings effektivere Methode herangezogen werden, da die gängigen Verfahren zu geringe Entfeuchtungsraten aufweisen. Bei der Einspeisung in das Gasnetz muss, um Korrosionen in den Verteileinrichtungen zu verhindern, der Wassergehalt weiter deutlich reduziert werden. Dies lässt sich durch eine Kondensation an einem Wärmetauscher bewerkstelligen. Bei einer sorgfältigeren Entfeuchtung ist eine Komprimierung des Gases nötig. Durch eine anschließende Entspannung lassen sich Temperaturen unter dem Gefrierpunkt erzielen. Probleme mit der Vereisung sind zu beachten.

#### 4.3.1.1 Entfeuchtung durch Kühlung

Für die Entfeuchtung durch Kühlung ist eine Kältemaschine erforderlich. Die Hauptbestandteile der Kältemaschine, das sind der Verdampfer, der Verdichter und der Verflüssiger, sind zu einem Kreislauf zusammengeschlossen, in dem ein Kältemittel zirkuliert. Bei der Verdampfung des Kältemittels im Verdampfer entzieht dieser der Umgebung Verdampfungswärme. Wird nun das Gas am Verdampfer vorbeigeleitet, kann das Wasser auskondensiert und gesammelt werden.

##### **Investitionskosten:**

Die notwendigen Anlageninvestitionen umfassen die Kältemaschine, den Wärmetauscher, eine Förderpumpe und den Wasserspeicher. Eine Anlage zur Entfeuchtung mittels Kühlung ist in Abbildung 59 dargestellt. Die zum Betrieb notwendige Kälte wird im Aggregat, im Bild links unten, erzeugt. Über die entsprechenden Wärmetauscher wird das Gas zum Kondensieren gebracht.



Abbildung 59: Beispiel einer Anlage zur Trocknung von Biogas durch Gaskühlung [www.biogas-entfeuchtung.de]

**Betriebskosten:**

Der Großteil der Betriebskosten entfällt auf die für den Betrieb notwendige Energie, welche vorwiegend für das Kälteaggregates benötigt wird. Weitere Betriebskosten sind für die Wartung und Instandhaltung anzusetzen.

**Verfahrenskosten:**

Die Verfahrenskosten als Summe der Investitions- und Betriebskosten sind in Abbildung 60 dargestellt.

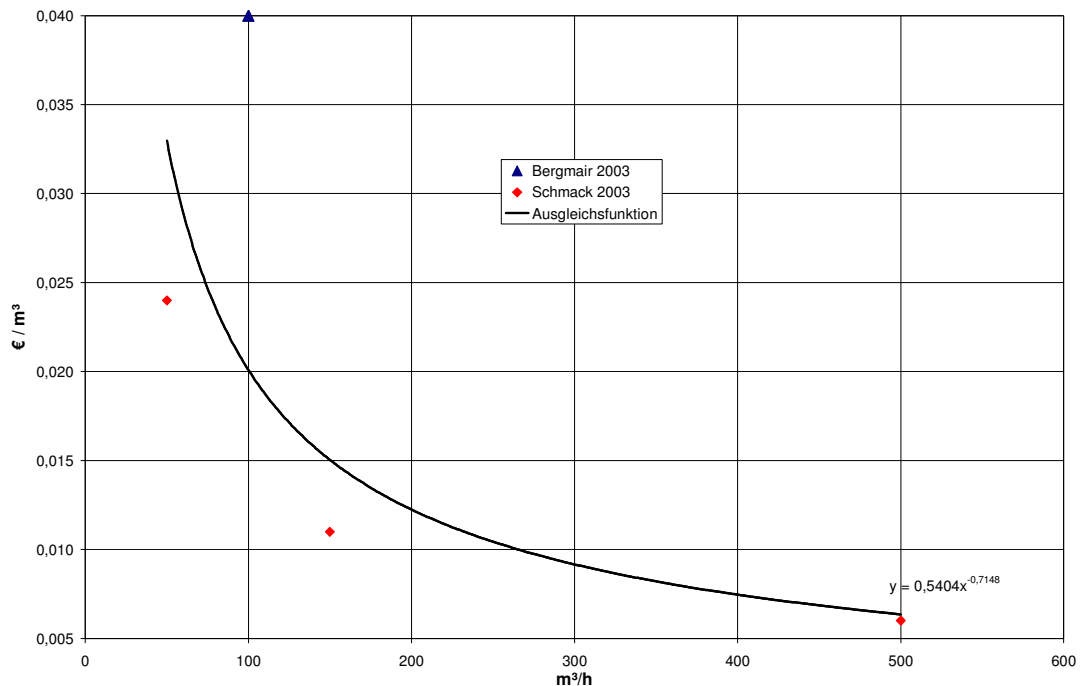


Abbildung 60: Spezifische Verfahrenskosten in €/m³ für die Entfeuchtung mittels Kühlung bezogen auf die Anlagengröße (m³/h) [Bergmair 2003, Schmack 2003]

### Outputqualität:

Durch die drucklose Variante der Kühlung kann ein Taupunkt von 4-10 ° C erreicht werden. Laut G31 Richtlinie muss der Kondensationspunkt für Wasser bei maximal  $-8^{\circ}$  bei einem Druck von 40 bar liegen. In Kapitel 2 wurde darauf hingewiesen, dass bei einer Einspeisung von Biogas im Ausmaß von 5 % der damit verbundene Kondensationspunkt (Taupunkt) des Mischgases bei  $0^{\circ}$  anstatt bei  $-8^{\circ}$  laut aktueller G31 Richtlinie liegen müsste.

### Entwicklungsstand:

Bisher wird diese Variante bei Biogasanlagen kaum eingesetzt, da im Vergleich zu den konventionellen Entfeuchtungsmethoden mit höheren Investitionskosten zu rechnen ist. [Li 2003, S. 130] hat jedoch abgeschätzt, dass sich bei einer Gesamtbetrachtung über einen Zeitraum von 10 Jahren die Betriebskosten aufgrund einer Standzeiterhöhung und einer Wirkungsgradsteigerung beim BHKW in der Gegenüberstellung zu den Aufwendungen der Gasaufbereitung vermindern<sup>29</sup>. Es ist absehbar, dass aufgrund der Nutzungsvariante BHKW im Bereich der Entfeuchtung mittels Kühlung mit entscheidenden Fortschritten zu rechnen ist.

<sup>29</sup> Zusätzlich zur Entfeuchtung wurde auch noch eine Entschwefelung und Stickstoffentfernung mitbetrachtet.

### 4.3.2 Membrantechnologie

Mittels dünner Membrane können aufgrund der unterschiedlichen Permeabilitäten bestimmte Komponenten aus dem Biogas abgetrennt werden. Anhand eines erhöhten Drückniveaus kann der Trennvorgang beschleunigt werden. Diese Technologie kann auch zur Abtrennung von  $\text{CO}_2$  herangezogen werden, weshalb sie in Kapitel 4.6.4 detaillierter dargestellt und anhand von Prinzipskizzen erläutert wird.

Die Membrantechnologie ist in der Biogastechnik allerdings erst im Entwicklungsstadium. Die wesentlichen Kostenfaktoren bei dieser Anwendung sind einerseits bei der Investition für die Membrane zu finden, andererseits beim Betrieb auf Grund des Druckniveaus.

[Li 2003, S. 136] versucht in seinen Ausführungen für die Membrantechnologie zur Entfernung von  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  und teilweise  $\text{CO}_2$  (allerdings kein Upgrading) die Wirtschaftlichkeit hinsichtlich Nutzung in einer Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC molten carbonat fuel cell) abzuschätzen. Bei der Abschätzung wurde ein Schema nach Abbildung 61 angenommen, bei der für die rechnerische Auslegung ein Polyamid-Polyether Membranmodul angenommen wurde. Die Werte bezüglich Input- und Outputqualität sind in Tabelle 39 dargestellt.

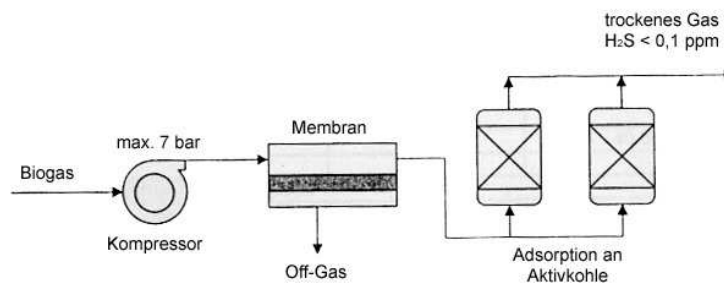


Abbildung 61: Verfahrensschema für die Reinigung von Biogas mit der Membrantechnologie [Li 2003]

		Rohbiogas	Permeat	Rückstand
Durchsatz	m <sup>3</sup> /h	100,00	12,00	86,00
CH <sub>4</sub>	%	60,00	25,92	66,15
CO <sub>2</sub>	%	37,19	72,00	33,20
H <sub>2</sub> S	%	0,01	0,08	0,0005
H <sub>2</sub> O-Dampf	%	2,80	2,00	2,9767
CH <sub>4</sub> -Verlust				5,18

Betriebsbedingungen:	
Feeddruck	7 bar
Temperatur	30 °C

Tabelle 39: Abschätzung der Reinigungsleistung mit einem Polyamid-Polyether Membranmodul [Li 2003]



Bei den Investitionskosten wurden für die Membrananlage<sup>30</sup> € 40.000,- und für die Adsorption mit Aktivkohle € 5.000,- abgeschätzt.

Die Verfahrenskosten setzen sich einerseits aus der Investition und dem Betrieb der Membrananlage (Abschreibung über 6 Jahre, Stromkosten, Methanverlust) und andererseits aus der Adsorptionsanlage zusammen. [Li 2003] beziffert die Verfahrenskosten für diese Aufbereitungsanlage in Summe mit etwa 110 €/Tag. Bezogen auf den Rohbiogasstrom von 100 m<sup>3</sup> bedeutet dies spezifische Verfahrenskosten in der Höhe von 0,0458 €/m<sup>3</sup><sup>31</sup>.

Diese Technologie wird neben der alleinigen Entfernung von H<sub>2</sub>S und H<sub>2</sub>O im Kapitel 4.6 bei der Methananreicherung in modifizierter Form nochmals behandelt.

### 4.3.3 Tiefkühltechnik

Mit der Möglichkeit der Gasreinigung mittels Tiefkühltechnik beschäftigt sich ein Projekt im Klärgasbereich an der Kläranlage Köln-Rodenkirchen<sup>32</sup>. Um die schädlichen Einflüsse der verschiedenen Biogasbestandteile auf die Brennstoffzelle zu beseitigen, wurde die in Abbildung 62 dargestellte Reinigungseinheit konzipiert.

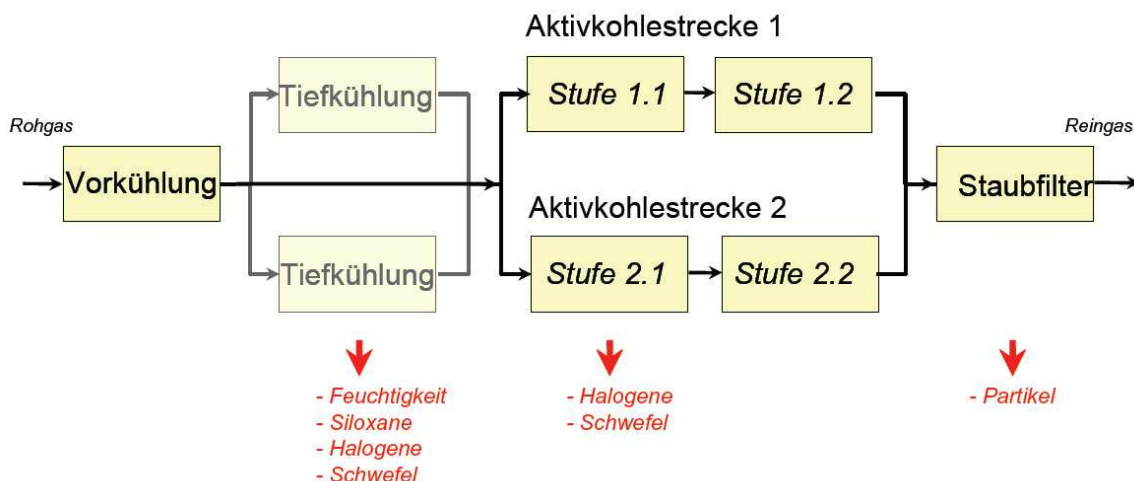


Abbildung 62: Reinigungseinheit für eine PAFC Brennstoffzelle an der Kläranlage in Köln-Rodenkirchen [Stahl 2003]

Das Konzept der Gasreinigungsanlage Köln-Rodenkirchen wurde von T.B.E. – Technische Beratung Energie GmbH, Duisburg und der Siloxa Engineering AG, Essen gemeinsam für

<sup>30</sup> Angenommen wurden 9 m<sup>2</sup> Membranfläche.

<sup>31</sup> Bei einer Annahme von einem Heizwert des Rohbiogases von 6 kWh/m<sup>3</sup>, wie bei allen anderen Berechnungen in dieser Studie.

<sup>32</sup> Das Klärgas wird für die Nutzung in einer Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) der U.S.-amerikanischen Firma UTC Fuel Cells mit einer elektrischen Nennleistung von 200 kW aufbereitet.

die GEW Köln AG erstellt und entwickelt. Beim ursprünglichen Konzept wurde eine vollständige Entfeuchtung durch eine Vor- (2-3° C) und eine anschließenden Tiefkühlung (auf -25° C) des Gases erreicht<sup>33</sup>. Die Kondensation komplexer organischer Verbindungen (Siloxane) war ebenfalls realisierbar. Die nachgeschaltete Aktivkohle hielt Halogene und Schwefelverbindungen zurück. Partikel >0,5 µm konnten durch einen nachgeschalteten Feinstfilter eliminiert werden. Die Anlagenverfügbarkeit lag bei rund 90 %, was großenteils auf eine Umbaumaßnahme an der Klärgas-Reinigungsanlage mit anschließendem mehrwöchigem Testbetrieb zurückzuführen war.

Der Umstand, dass es durch die Kondensation des feuchten Gases auch zur Eisbildung kam, war zwar erwünscht, da dabei die Siloxane gemeinsam mit dem Eis bzw. Wasser aus der Anlage ausgetragen werden konnten, hatte aber den negativen Effekt, dass die Anlage nicht störungsfrei betrieben werden konnte. Die periodische Abtauphasen, die zur Ausschleusung des Eises notwendig waren, führten immer wieder aufgrund vereister Ventile zu Druckverlusten im Gesamtsystem. Durch die Kühlung wurde die Kapazität der Aktivkohle erhöht, diese erreichte nach ersten Erfahrungen Standzeiten von über 6 Monaten. Die elektrische Leistungsaufnahme der Reinigungsanlage war mit 3,5 kW auf Grund der Wärmerückgewinnungseinheit gering.

Aufgrund der oben beschriebenen Probleme wurde das Anlagenkonzept adaptiert. Die vereinfachte Version der Gasreinigung verzichtet auf die Tiefkühlung, als Trockner wird aber weiterhin ein Kälteaggregat eingesetzt. Die Gastemperatur beträgt nur mehr +3°C, nach anschließender Erwärmung auf ca. 10°C beträgt die relative Feuchte an den Aktivkohlefiltern unter 50 %. Das Druckniveau in der Gasreinigung ist unverändert zu der oben genannten Grundkonzeption bei rund 140 mbar geblieben.

Die Reinigungseinheit hat in ihrer Erstkonzeption, zuzüglich Aufwand für Gasanalytik und Anlagenbetreuung im ersten Jahr, ca. € 100.000<sup>34</sup> gekostet [Stahl 2004]. Der maximale Gasdurchsatz betrug 110 m<sup>3</sup>/h, wobei eine Entschwefelung ausgehend von 28 ppm H<sub>2</sub>S im Rohgas auf 0,7 ppm H<sub>2</sub>S im Produktgas erreicht werden konnte [Langnickel 2001]. Die Möglichkeit einer Entschwefelung von Gasen mit höheren H<sub>2</sub>S-Frachten müsste im Detail untersucht werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass sich mit der Tiefkühltechnik vergleichsweise gute Reinigungsleistungen hinsichtlich Wasser, Schwefelwasserstoff und Siloxane erzielen lassen. Da es aber in der Anlage aufgrund der Vereisung und der dadurch notwendigen Auftauphasen zu Druckverlusten im Gesamtsystem kommen kann, kann ein reibungsloser Betrieb nicht immer gewährleistet werden.

---

<sup>33</sup> Der Taupunkt der Restfeuchte wird dementsprechend auf diese Temperatur gesenkt.

<sup>34</sup> Investitionszeitpunkt war 1999

### 4.3.4 Entfeuchtung mit Triethylenglykol

Eine Möglichkeit, das Biogas zu entfeuchten, wäre die Behandlung mit Triethylenglykol. Dabei wird das Biogas durch Kontakt mit der klaren, farblosen, geruchlosen und hygroskopische Flüssigkeit entfeuchtet. Das System ist abgeschlossen ausgeführt und daher sehr wartungsarm. Auf eventuell auftretende Schaumbildung ist zu achten, weshalb sehr häufig auch Antischaummittel als Zusatz zur Anwendung kommen. Für die Regenerierung der Waschflüssigkeit ist eine Wärmequelle notwendig (Bei einem Betrieb eines BHKW würde die Abwärme nutzbar sein). Laut Herstellerangaben können mit verschiedenen Glykolen auch  $\text{SO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CS}_2$  und  $\text{COS}$  abgetrennt werden.

In Abbildung 63 ist eine derartige Anlage zur Entfeuchtung von Gas schematisch dargestellt, wie sie im großindustriellen Maßstab in der Erdgaswirtschaft angewandt wird. Das feuchte Gas wird in der Glykolsäule entfeuchtet, das mit Wasser beladene TEG wird sodann im Regenerator reformiert und geht wieder in den Kreislauf zurück. Für die Regeneration wird eine Wärmequelle benötigt, im Bild als Treibgas dargestellt.

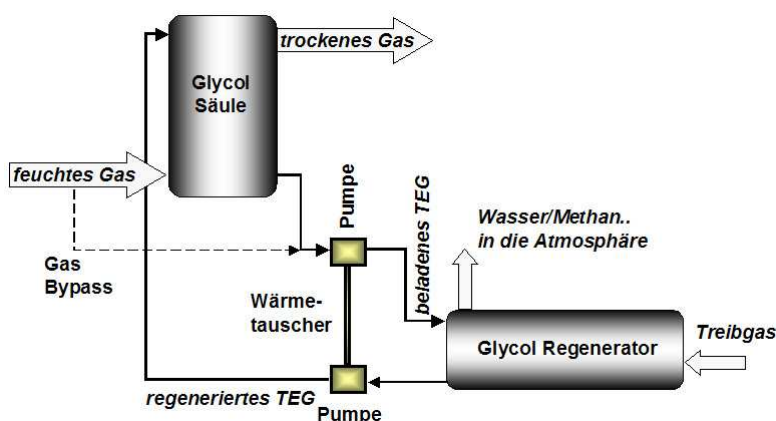


Abbildung 63: Prinzip einer Entfeuchtungsanlage mittels TEG [EPA 2004]

Bei einem einstufigen Betrieb ist eine Herabsetzung des Taupunkts auf unter  $10\text{ °C}$  möglich. Dies stellt eine ausreichende Trocknung zum Betrieb von Aktivkohle dar.

Daten zu den Investitionskosten konnten nicht ermittelt werden. Für die oben beschriebene Qualität liegen ungefähre Gesamtkosten für zwei Rohbiogasvolumenströme vor. Bei einer Anlagenauslegung von  $150\text{ m}^3/\text{h}$  betragen die spezifischen Kosten ca.  $1,9\text{ cent}/\text{m}^3$  und bei  $500\text{ m}^3/\text{h}$  ca.  $0,86\text{ cent}/\text{m}^3$  [Schmack 2003]. In Abbildung 64 wurde versucht, anhand einer Ausgleichsfunktion analog der anderen Aufbereitungsmethoden die Werte für Anlagen im Bereich von  $50\text{ m}^3/\text{h}$  zu simulieren. Diese Werte stellen aber aufgrund der ungenügenden Datenlage nur sehr grobe Richtwerte dar.

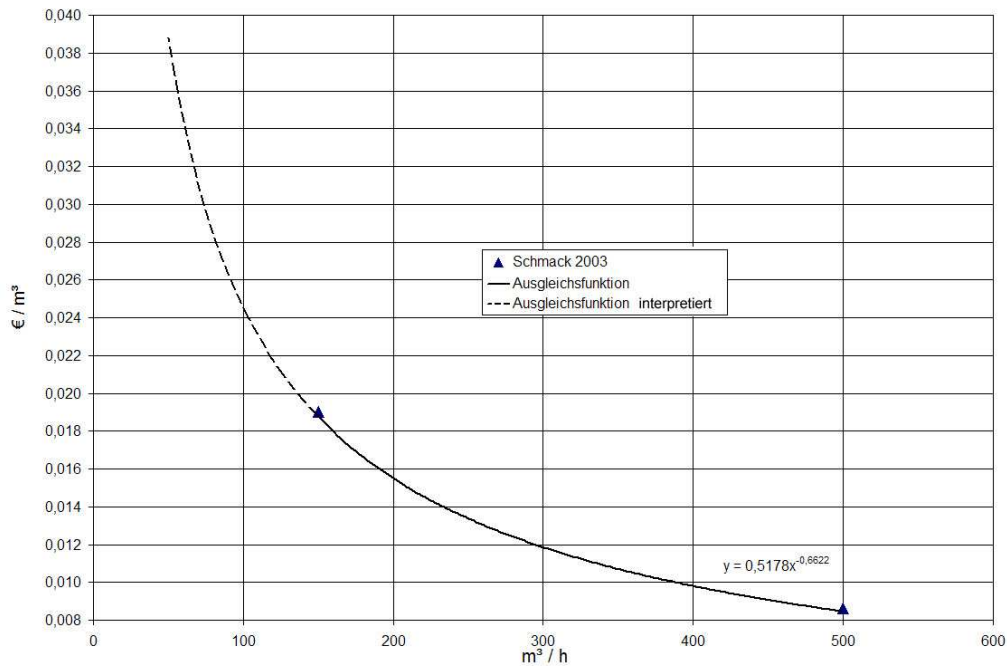


Abbildung 64: Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die Entfeuchtung mittels TEG bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Schmack 2003], eigene Berechnungen

In Abbildung 65 ist eine Versuchsreihe einer einstufigen Glykoldehydratisierung dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass eine Entfeuchtung auf einen Taupunkt zwischen 5 und 10° C erreicht wird, die Entfeuchtungsrate einer zweistufigen Ausführung müsste im Detail geprüft werden.

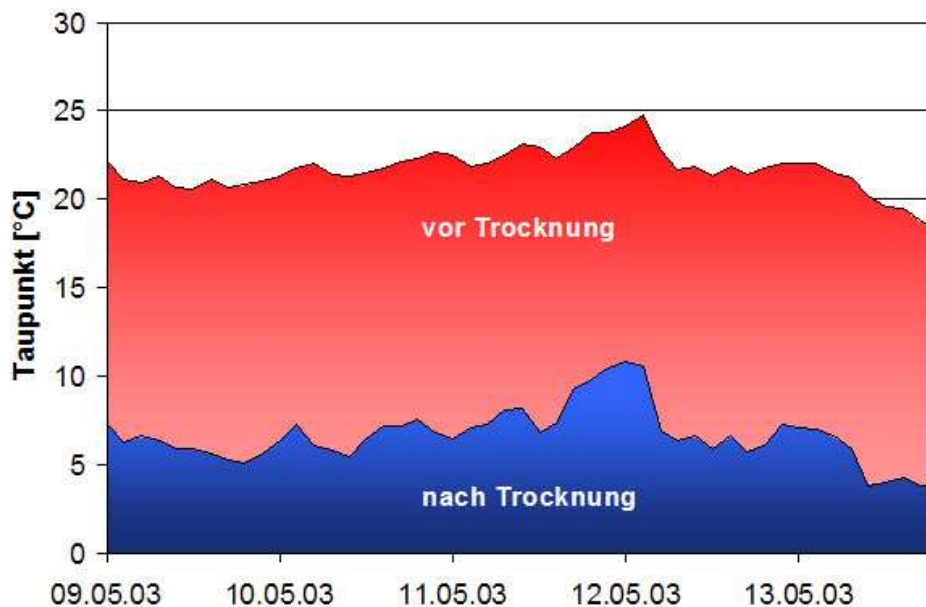


Abbildung 65: Versuchsreihe über die Glykoldehydratisierung [Schmack 2003]

### 4.3.5 Entfeuchtung mit Kalziumchlorid

Eine weitere, mit weniger Energieeinsatz verbundene Entfeuchtungsmethode ist die Dehydrierung mittels Kalziumchlorid. Dabei lässt sich eine Entfeuchtung auf einen Taupunkt von 10 – 12 °C erreichen. Dies, aber auch die Korrosion- und Verstopfungserscheinungen, haben dazu geführt, dass diese Methode an Bedeutung verloren hat. Allerdings halten sich bei einem Druckniveau ab 7 bar (bis 140 bar möglich) und einem Temperaturbereich zwischen 10 und 50 °C die Betriebskosten in Grenzen. Weitere Betriebskosten wären die Beschaffung des Kalziumchlorids und die Entsorgung der Sole bzw. die Regenerierung des Kalziumchlorid, welches auch in Form von Tabs bzw. Pellets eingesetzt werden kann.

Die Investitionskosten sind im Wesentlichen für den Kessel, die notwendigen Ventile und die Rohrleitungen zu veranschlagen. Diese Methode eignet sich auch für kleinere Volumenströme.

In Abbildung 66 ist anhand des Schemas ersichtlich, dass sich der Betriebsaufwand lediglich auf die Befüllung der Kolonne mit Kalziumchloridpellets reduziert. Es ist ein Betrieb auf zwei Kolonnen oder über ein periodisches System möglich. Die befeuchteten Pellets verflüssigen sich und laufen als Sole am Boden der Kolonne ab.

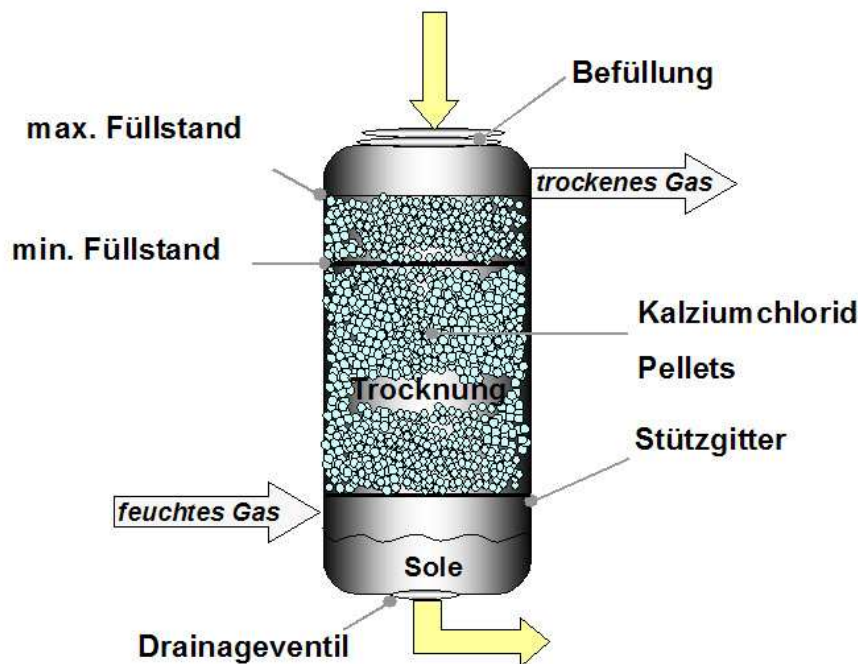


Abbildung 66: Schemazeichnung für die Entfeuchtung mittels Kalziumchlorid [EPA 2004]

Aufgrund der oben erwähnten nachteiligen Faktoren wird dieses System nur mehr selten angewendet, dementsprechend konnten auch keine Werte für Investitions- und Betriebskosten erhoben werden. Als Richtwert für die Investition einer Containeranlage für einen Rohgasdurchsatz von 2000 m<sup>3</sup>/h können € 125.000,- angegeben werden [Hauser

2004]. Eine Verwendung dieser Technologie für Biogas mit den bekannten Inhaltsstoffen müsste im Detail geprüft werden.

### 4.3.6 Zusammenfassung zur Trocknung

Unabhängig davon, ob das Rohbiogas als Austauschgas oder Zusatzgas in das Gasnetz eingespeist werden soll, muss in jedem Fall eine Entfeuchtung stattfinden, da das Biogas zumeist zu 100 % wasserdampfgesättigt ist.

Die Auswahl des Entfeuchtungsverfahrens hängt davon ab, welche Restriktionen zu berücksichtigen sind. Die Methode nach der Kondensation (drucklos) kommt auf einen Taupunkt von max. 4° C. Werte unter dieser Grenze können nur nach der PSA-Methode (gefüllt mit Zeolith oder Silikagel<sup>35</sup>), einer mehrstufigen Behandlung mit Triethylenglykol oder mit der Membrantechnologie erreicht werden.

Soll neben der Entfernung der Feuchtigkeit auch eine Methananreicherung erfolgen, ist je nach Verfahren (Gaswäsche oder Aktivkohle) wesentlich, ob die Gastrocknung vor oder nach der Methananreicherung ausgeführt wird. Dazu mehr im Kapitel 4.6.

Durch die beiden Schritte Entschwefelung und Entfeuchtung kann für den Betrieb eines BHKW ein betriebssichereres Gas als das Rohbiogas bereitgestellt werden. Dies wirkt sich einerseits positiv auf längere Standzeiten der Motoren und längere Ölwechselintervalle (wegen Versäuerung durch das entstehende SO<sub>2</sub>) aus.

Gas mit dieser „BHKW-Qualität“ könnte theoretisch auch, ohne weitere Schäden zu verursachen, unter Berücksichtigung der Vermischungseffekte mit Erdgas bereits in das Gasnetz eingespeist werden. Diese Thematik wird in Kapitel 1 ausführlich diskutiert.

Um ein qualitativ höherwertigeres Gas - insbesondere hinsichtlich des Brennwertes - zu erreichen, müssen Verfahren eingesetzt werden, wie sie ab Kapitel 4.6 beschrieben werden.

---

<sup>35</sup> Da lt. verschiedenen Anlagenherstellern ein ähnlicher apparativer Aufwand wie bei der Methananreicherung notwendig wäre, kann kein Kostenvorteil für eine reine Trocknung des Biogases erkannt werden.

## 4.4 Entfernung von Siloxanen

Siloxane ist die Bezeichnung für Sauerstoff-Verbindungen des Siliziums der allgemeinen Formel  $\text{H}_3\text{Si}-[\text{O}-\text{SiH}_2]_n-\text{O}-\text{SiH}_3$ . Die Polymerisationsprodukte dieser Organosiloxane sind die so genannten Silicone. Siloxane werden als Vorstufe für Silicone eingesetzt, diese lassen sich von ihrer Anwendung her in Öle, Harze und Kautschuke einteilen. Siloxane oder Silicone kommen auf diese Weise als Schaumdämpfungsmittel, Hydrauliköl, Formtrennmittel, zum Hydrophobieren von Glas (z.B. in der Pharmazie), Keramik, Textilien, Leder, als Gleitmittel für die Kunststoffverarbeitung, Schmiermittel in Kunststoffgetrieben, Poliermittelzusatz für Autolacke, Leder u. Möbel, als Druckfarbenzusatz, zur Verhütung des Ausschwimmens von Pigmenten in pigmentierten Lacken, als Manometerflüssigkeit, Bestandteil von Metallputzmitteln oder als Sammler bei Flotationsprozessen zur Anwendung.

Silicon-Öle spielen ferner eine wichtige Rolle als Dielektrika (z.B. in Transformatoren), als Diffusionspumpenöle, Heizflüssigkeit u. Dämpfungsmittel. In Medizin und Kosmetik dienen Silicon-Öle als Bestandteil von Hautschutzsalben, Salbengrundlagen, zur Frisurstabilisierung, als Fixateur für Duftstoffe und Bestandteil von Zahnpasten [Falbe, Regitz 1995].

Dieses Anwendungsspektrum zeigt, dass Siloxane häufig in Deponie- bzw. Klärgasen vorkommen können. Dies wird durch Gasmotorenhersteller, die Blockheizkraftwerke für die Nutzung von Deponie- und Klärgas erzeugen, immer wieder (aufgrund der auftretenden Schäden) kritisch erwähnt<sup>36</sup>. In landwirtschaftlichen Anlagen wäre ein Eintrag über die Biosphäre (durch den Kreislauf Abwasser – Ausbringung des Klärschlamm in die Landwirtschaft – Aufnahme durch Pflanzen – Einbringung in die Biogasanlage) denkbar, wurde aber noch nicht nachgewiesen. [Sklorz 2002] hält in seinen Untersuchung zum Einsatz von Oxidationskatalysatoren an landwirtschaftlichen Biogas-Verbrennungsmotoren fest, dass bislang keine Daten über Siloxane in landwirtschaftlichen Anlagen veröffentlicht wurden. Die Konzentration soll wesentlich geringer als bei Klär- bzw. Deponiegas sein. Entgegen den Vermutungen, dass erhöhte Siloxanwerte durch die Einbringung von Fettabscheiderinhalten vorkommen könnten, konnten diese bei einer Bestimmungsgröße von 0,1 ppm nicht nachgewiesen werden.

Als problematisch erweisen sich die Siloxane einerseits bei der motorischen Nutzung, da es bei entsprechend hohen Gehalten zu Verglasungen der Zylinderköpfe kommen kann. Andererseits besteht ein mögliches schädigendes Potenzial bezüglich Mensch und Umwelt. Bei den nicht flüchtigen Silikonen werden keine toxischen Wirkungen festgestellt. Den leicht flüchtigen Silikonen unter dem Sammelbegriff Siloxane wird eine östrogene Wirkung bzw. eine Unterdrückung von Androgenen nachgesagt [Reller, et.al 2000].

---

<sup>36</sup> Konkret geht es dabei um Verglasungen im Verbrennungsraum aufgrund des hohen Siliziumgehaltes.

Eine Entfernung der Siloxane lässt sich am besten über die Methode der Kühlung oder der Adsorption (Aktivkohle) bewerkstelligen. Die Möglichkeit der Absorption an (Heiz)Öl wurde in Praxisversuchen als nicht zielführend eingestuft. Neben der geringen Reinigungsleistung erwies sich bei diesen Praxisversuchen die Verschleppung des Heizöls in die Gastrasse und den Verbrennungsraum als problematisch, da sich die Verbrennungstemperaturen änderten [Hohmann 2001]. Im Falle der Einspeisung in das Gasnetz wäre diese Methode nicht zielführend.



## 4.5 Sonstige Gasbegleitstoffe

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen können sonstige Gasbegleitstoffe wie

- Ammoniak
- Aromatische Verbindungen wie Benzol; Toluol, Ethylbenzol, Xylol, Cumol
- Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)
- Halogene wie Chlor, Fluor, Mercaptane auftreten.

Nach Messungen des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz an ausgewählten Biogasanlagen liegen diese Begleitstoffe überwiegend unter der jeweiligen Nachweisgrenze [Zell 2000]. Bei diesen Messungen lag die Konzentration bei Ammoniak vorwiegend unter  $0,1 \text{ mg/m}^3$ , bei den aromatischen Verbindungen lagen die Wert unterhalb der Nachweisgrenze von  $1 \text{ mg/m}^3$ , bei den PAK lagen die Wert unterhalb der Nachweisgrenze von  $0,01 \text{ } \mu\text{m/m}^3$  und bei den Halogenen unterhalb der Nachweisgrenze von  $0,1 \text{ mg/m}^3$ .

Wie in Kapitel 3.3 „Deponiegas“ erläutert wurde, können aufgrund des abgelagerten Materials eine Vielzahl von Spuren- und Geruchsstoffen (Gasbegleitstoffe) im Deponiegas vorkommen. Eine pauschale toxikologische Bewertung ist aufgrund der jeweiligen Besonderheiten einer Deponie nur sehr schwer möglich. Werden die im Deponiegas typischerweise vorkommenden Konzentrationen mit den jeweiligen MAK-Werten<sup>37</sup> verglichen, ist ersichtlich, dass diesbezüglich kaum Gefahren zu erwarten sind [Novak 2004]. Dennoch müsste in jedem einzelnen Fall geprüft werden, ob die jeweilige Gaszusammensetzung der ÖVGW G31 entspricht, damit es zu keinen schädigenden Einflüssen im Gasnetz sowie bei den Verbrauchern kommen kann.

---

<sup>37</sup> MAK-Werte sind definiert als die maximal zulässige Arbeitsplatzkonzentration eines Schadstoffes bei einer Exposition von 8 Stunden täglich, bzw. 40 Wochenarbeitsstunden.

## 4.6 Methananreicherung

In herkömmlichen Biogasanlagen wird in der Regel auf eine Methananreicherung verzichtet. Durchschnittliche  $\text{CH}_4$ -Gehalte von 50 bis 70 % sind für eine Verwertung des Biogases in Blockheizkraftwerken vollkommen ausreichend. Ist jedoch ein höherer Methangehalt erforderlich, wie etwa für die Biogas-Netzeinspeisung, stehen mehrere Verfahren für eine Anreicherung zur Verfügung.

Einige der hier erwähnten Verfahren werden bereits standardmäßig für die industrielle Gasreinigung eingesetzt (z.B. PSA, Druckwasserwäsche), andere wiederum befinden sich erst im Stadium der Forschung und Entwicklung (z.B. Kryogene).

Die Verfahren zur Methananreicherung unterscheiden sich im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Reinigungsverfahren nicht nur in der Qualität des aufbereiteten Gases, sondern auch hinsichtlich der aufwendigeren Prozessführung, was sich wiederum in höheren Kosten (Investition und Betrieb) niederschlägt.

Für die weitere Untersuchung werden zur Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten die Daten unterschiedlicher Angebote aus der jüngeren Vergangenheit analysiert. Dabei wird unter anderem auf eine Diplomarbeit mit dem Titel „Neue Optionen für die Nutzung von Biogas- eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz“ von [Tretter 2003] Bezug genommen. Eine weitere bedeutende Datenquelle ist ein Gutachten des Bremer Energie Institutes „Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten“ [Schulz 2001]. Die oben genannten Quellen wurden zusätzlich durch Studien zur Aufbereitung von Biogas sowie eigene Erhebungen ergänzt.

In Tabelle 40 sind die von den beiden genannten Autoren getroffenen Annahmen und angenommene Variablen angeführt und gegenübergestellt.

Annahme / Variable	Tretter 2003	Schulz 2003
Gasqualität Rohbiogas	60% CH <sub>4</sub> , 38,94% CO <sub>2</sub> , 100 ppm H <sub>2</sub> S, 0,4% N <sub>2</sub>	65% CH <sub>4</sub> , 31% CO <sub>2</sub> , 500 ppm H <sub>2</sub> S, 3,3% Feuchte 0,1% N <sub>2</sub>
Gasqualität Produktbiogas	Erdgasqualität nach ÖVGW Richtlinie G31	Erdgasqualität
Rohbiogasdurchsatz	In Stufen je nach Technologie von 50 – 1150 m <sup>3</sup> /h	100 m <sup>3</sup> /h in den Stufen 100 m <sup>3</sup> /h, 200 m <sup>3</sup> /h, bis 400 m <sup>3</sup> /h
Jahresvolllaststunden	8.000 h/a + Sensitivitätsanalyse	6.000 h/a und 8.000 h/a
Fremdkapitalzinssatz	6 %	6 %
Abschreibung	15 Jahre	15 Jahre
Berücksichtigte Betriebskosten	Strom, Wasser, Personalkosten, Betrieb und Instandhaltung nach VDI 2067, Propangasdosierung	Strom, Wasser (Varianten Zapfwasser, Brunnenwasser jeweils mit und ohne Kanalisation), Personalkosten, Betrieb und Instandhaltung
Behandelte Varianten	PSA, Druckwasserwäsche, Niederdruckmembran	PSA, Druckwasserwäsche

Tabelle 40: Annahmen für die Analyse der Verfahren zur Methananreicherung bei [Tretter 2003] und [Schulz 2003]

Zur besseren Vergleichbarkeit der Konzepte von [Tretter 2003] und [Schulz 2003] erfolgt die Darstellung der aus der Literatur entnommenen Daten in Diagrammen. Soweit vorhanden, werden auch Angaben aus anderen Quellen zu den einzelnen Technologien als Einzelwerte in die Diagramme eingefügt.

#### 4.6.1 Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb

Es handelt sich hierbei um ein Trocken-Anreicherungsverfahren, das sich die unterschiedliche Adsorption von CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub> bei erhöhtem Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb zunutze macht. Das Kohlendioxid bindet sich schneller und stärker an den Feststoff als Methan. Die englischsprachige Bezeichnung für Druckwechseladsorption lautet „Pressure Swing Adsorption“, weshalb solche Anlagen auch oft als PSA-Anlagen bezeichnet werden.

PSA-Anlagen bestehen in der Regel aus vier Adsorptionseinheiten. Während einer Periode mit hohem Druck wird eine Adsorptionseinheit von Biogas durchströmt. Dabei wird das CO<sub>2</sub> (auch eine kleine Menge CH<sub>4</sub>) solange adsorbiert, bis das Kohlenstoffmolekularsieb nahezu gesättigt ist. Nun wird der Biogasstrom durch eine andere Adsorptionseinheit geleitet, um das gesättigte Kohlenstoff-Molekularsieb regenerieren zu können. Dazu wird der Druck reduziert und das wieder desorbierte CO<sub>2</sub> abgesaugt. Bei weiterer Druckreduktion wird auch die geringe Menge CH<sub>4</sub> desorbiert. Deshalb wird dieser Gasstrom zum Rohbiogas (unbehandeltes Biogas) rückgeführt. Für eine vollständige Regeneration wird schlussendlich mit einer Vakuumpumpe ein Unterdruck erzeugt. In der nachfolgenden Abbildung 67 wird

das Verfahrensschema einer Druckwechseladsorptionsanlage mit einem Diagramm des Druckverlaufes dargestellt.

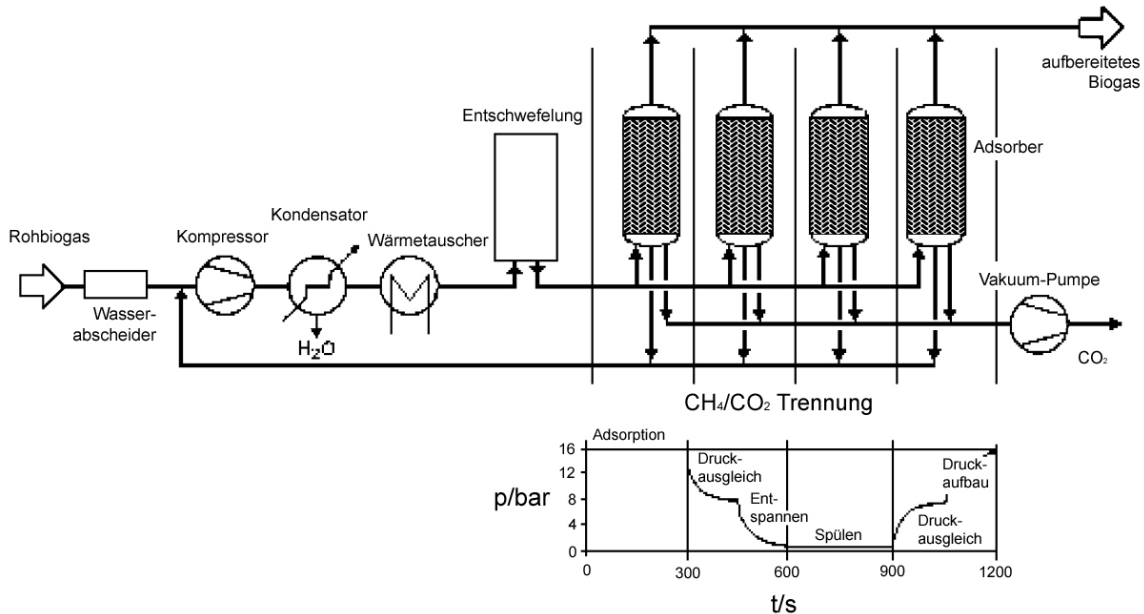


Abbildung 67: Schema einer PSA-Anlage mit der Darstellung des Druckverlaufes in den Adsorbern [Schmalschläger et.al 2002]

Die Drücke während der Adsorption liegen je nach Anlage zumeist zwischen 6 und 10 bar. Es gibt aber auch Anlagen, die mit höheren Drücken arbeiten. Neben  $\text{CO}_2$  werden vorteilhafterweise auch Sauerstoff und Stickstoff adsorbiert und somit vom Methan abgetrennt. Feuchtigkeit und  $\text{H}_2\text{S}$  müssen dagegen bereits vor der Adsorptionsanlage aus dem Biogas entfernt werden.  $\text{H}_2\text{S}$  deshalb, weil es sich irreversibel an das Molekularsieb bindet.

### Investitionskosten:

Wie in Abbildung 67 ersichtlich ist, bestehen die Hauptkomponenten für die Gasaufbereitung aus der Wasserabscheidung, der Kompression und der Entschwefelung, sowie der Konditionierung und der eigentlichen Methananreicherung. [Tretter 2003] gibt für seine Untersuchung die Kostenblöcke sehr detailliert an. Dies sind zusätzlich zu den oben erwähnten der Gasbrenner für die Fermenterheizung, der Speicher für das Rohbiogas, die Umhausung für die Aufbereitung und die Ersatzinvestitionen. Bei [Schulz 2003] sind diese Kosten nicht in dieser Form aufgeschlüsselt und daher auch nicht im Detail nachvollziehbar.

Wie bereits bei der Einführung zu diesem Kapitel erwähnt, sinken mit steigender Anlagengröße die spezifischen Investitionskosten ( $\text{€}/\text{m}^3$ ) erheblich, was auch aus Abbildung 68 deutlich hervorgeht.

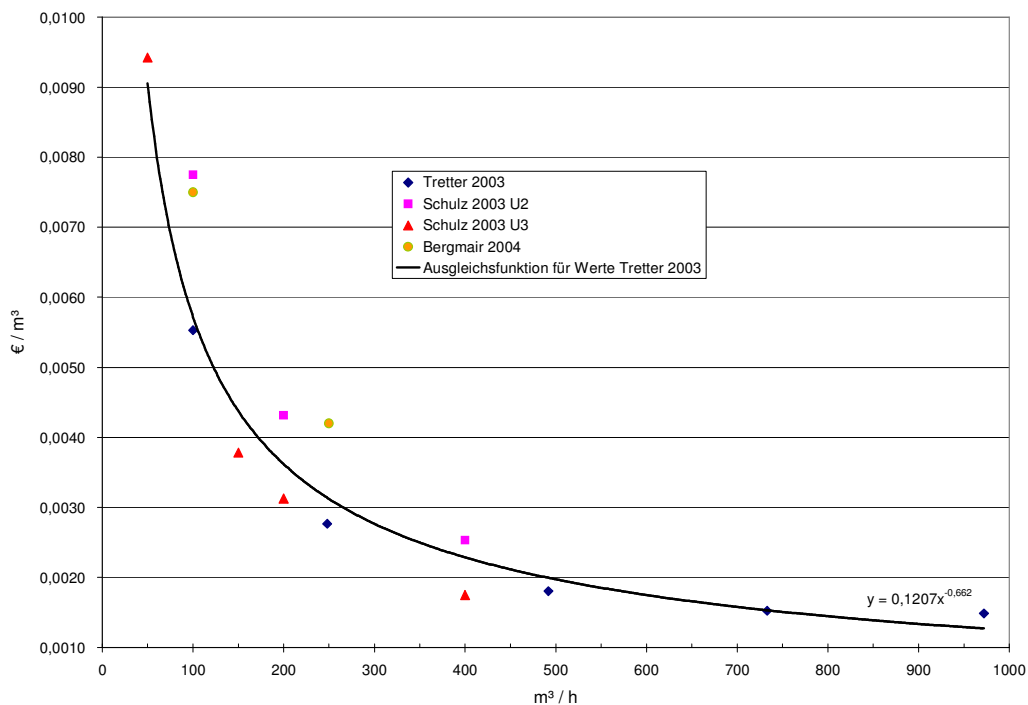


Abbildung 68: Spezifische Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> für die PSA-Technologie bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Tretter 2003, Schulz 2003, Bergmair 2003]

Auffallend ist, dass die angegebenen spezifischen Investitionskosten aus den Angeboten von Unternehmen U2 und U3 bei der Studie [Schulz 2003] doch sehr weit auseinander liegen. Die Autoren dieser Studie erklären diesen relativ hohen Preisunterschied bei ein und der selben Technologie damit, „*dass die bisherigen Anwender dieser Technik zum überwiegenden Teil der mittels Gebühren finanzierten Entsorgungsbranche zuzuordnen sind und daher hinsichtlich ihrer Investitionen nicht in dem Maße eingeschränkt sind wie sonstige Unternehmen der freien Wirtschaft*“ [Schulz 2003 S.49].

#### Betriebskosten:

In der Arbeit von [Tretter 2003] sind die einzelnen Kostenpositionen für den Betrieb sehr detailliert erläutert. Die wesentlichen Kostenstellen betreffen kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und sonstige Kosten. Die in den Studien berücksichtigten Betriebskosten sind in Tabelle 40 angeführt.

#### Verfahrenskosten:

Die in Abbildung 69 dargestellten Verfahrenskosten ergeben sich durch Summierung der Kosten aus Abbildung 68 (Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten) mit den Betriebskosten, deren Details in Tabelle 40 angeführt wurden.

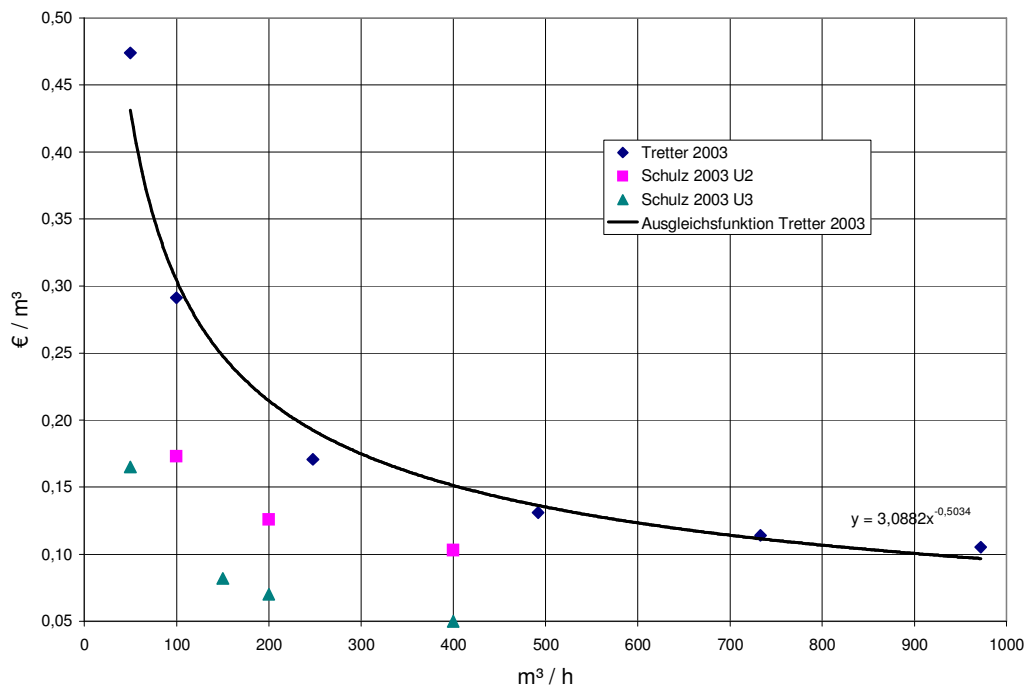


Abbildung 69: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die PSA-Technologie für Produktbiogas in Erdgasqualität bezogen auf die Anlagengröße m<sup>3</sup>/h [Tretter 2003, Schulz 2003]

Wie in Abbildung 69 ersichtlich ist, ergeben sich doch erhebliche Kostenunterschiede zwischen Tretter 2003 und Schulz 2003. Dieser Kostenunterschied lässt sich damit begründen, dass bei Schulz 2003 von einem höheren CH<sub>4</sub>-Gehalt im Rohgas und einem niedrigeren CH<sub>4</sub>-Gehalt im Produktgas im Vergleich zu Tretter 2003 ausgegangen wird. Aufgrund der Ausführungen in der Studie Tretter 2003 kann behauptet werden, dass sämtliche Kostenpositionen sehr detailliert erfasst wurden. Bei Schulz 2003 waren die Angaben nicht in diesem Detaillierungsgrad vorhanden, weshalb angenommen werden muss, dass gewisse Kostenpositionen pauschaliert oder nicht erfasst wurden<sup>38</sup>.

### Outputqualität:

Die Autoren der Studie [Schulz 2003] treffen keine konkreten Aussagen über die Gasqualität, es wird lediglich von einer effektiven Kohlendioxidabtrennung gesprochen. Generell kann davon ausgegangen werden, dass durch die PSA-Technologie folgende Parameter eingehalten werden:

CH<sub>4</sub>-Gehalt im Rohgas 65 % im Produktgas > 96 %

H<sub>2</sub>S-Gehalt im Rohgas 300 mg/Nm<sup>3</sup> im Produktgas < 5mg/Nm<sup>3</sup>

Taupunkt bei Umgebungsdruck liegt bei – 65 °C

<sup>38</sup> Beispielsweise wurde erwähnt, dass bei den Angeboten der Anlagenhersteller der Transport zum Aufstellungsort nicht enthalten sein soll, ebenso waren Angaben über die Fundamente bei den Angeboten nicht erwünscht. Ob die Autoren bei Schulz 2001/Schulz 2003 diese Positionen und beispielsweise auch eine Umhausung im Nachhinein einkalkuliert haben ist nicht ersichtlich.

[Tretter 2003] detailliert seine Daten folgendermaßen:

CH<sub>4</sub>-Gehalt im Rohgas 60 % im Produktgas 96,44 %

CO<sub>2</sub>-Gehalt im Rohgas 38,94 % im Produktgas 1,9 %

H<sub>2</sub>S-Gehalt im Rohgas 0,01 % (= 100 ppm) im Produktgas 0,0003 % (= 3 ppm)

Kondensationspunkt liegt bei – 8 °C und einem Druck von 40 bar.

### Variable Qualität:

Aufgrund der Betriebskostenaufstellung [Tretter 2003] ist es auch möglich, einzelne Verfahrensschritte, deren Weglassung zu einer geringeren Qualität des Produktgases führen würde, herauszurechnen.

Die Anforderung, ein Biogas mit Erdgasqualität herzustellen, setzt die Zudosierung von Flüssiggas voraus, was bei [Tretter 2003] auch berücksichtigt wurde. Würde beispielsweise dieser Verfahrensschritt entfallen, könnten die Investitionskosten je nach Anlagengröße (untersucht wurden wie in Abbildung 69 dargestellt Rohgasströme von 50 – 970 m<sup>3</sup>/h) um 10 – 15 % gesenkt werden.

Bei den Betriebskosten wurden - um die ÖVGW-Richtlinie G31 zu erfüllen - die Zudosierung von Flüssiggas in der Höhe von 0,883 % der Produktgasmenge angenommen. Würde diese unter verbrauchsgebundene Kosten fallende Position entfallen, wären die Betriebskosten ebenfalls niedriger. Die Kostenreduktionen ist aus Abbildung 70 ersichtlich.

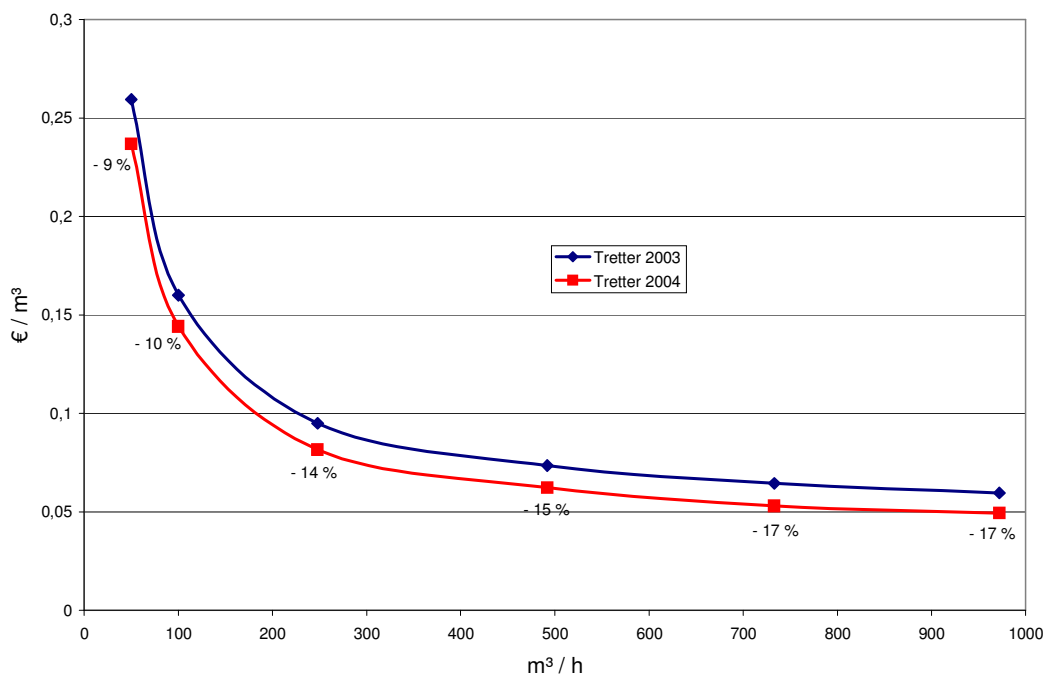


Abbildung 70: Senkung der spezifischen Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der PSA-Technologie [Tretter 2003, Tretter 2004]

### Energieaufwand:

[Tretter 2003] führt bei der Energiebilanz für die Aufbereitung den Strombedarf sowie den Verlust an chemisch gebundener Energie (aufgrund der Aufbereitung) an. Diese Werte sind

in Zusammenhang mit den anderen von ihm untersuchten Varianten (Druckwasserwäsche, Niederdruck Membranabsorbtion) in Abbildung 86 und Abbildung 87 dargestellt.

### **Entwicklungsstand:**

Für das PSA-Verfahren sind im Vergleich zu den anderen Verfahren relativ umfangreiche Daten zur Technik sowie zur Wirtschaftlichkeit verfügbar. Dies weist auf einen verhältnismäßig hohen Entwicklungsstand dieser Technologie hin. Auch die in Tabelle 36 angegebenen Zahlen zu den errichteten Anlagen in Europa weisen auf einen verhältnismäßig häufigen Einsatz dieser Technologie hin (25,9 % aller erfassten Anlagen in Europa).

Die Daten von [Tretter 2003] sind für die weiteren Betrachtungen eine gute Grundlage. Dennoch muss darauf hingewiesen werden, dass die tatsächlichen Kosten nur durch realisierte Anlagen und einer detaillierten Abrechnung bestimmt werden können. Die Einzigartigkeit jedes einzelnen Projektes und der damit verbundenen Kosten können unter Umständen erheblich von den hier angegebenen Kosten abweichen.

Weitere wichtige Daten zur Bewertung der PSA-Technologie stammen aus dem Schweizer Projekt „Kompo-Mobil II“. Anhand der dort gemachten praktischen Projekterfahrungen sollen die Daten für die Aufbereitung durch das Kohlenstoffmolekularsieb erläutert werden:

Das Projekt „Kompo-Mobil II“ wurde aufgrund der Erfahrungswerte aus „Kompo-Mobil I“ (Systemkomponenten: Aktivkohle, Druckwasserwäsche, Molekularsiebtrockner) fortgeführt, wobei hier die Druckwechseladsorption realisiert wurde. Die definierten Projektziele waren im Wesentlichen die Steigerung der Leistungswerte der Biogasaufbereitungsanlage, sowie eine Senkung des Energieverbrauchs und der Investitionskosten.

Die angestrebten Ziele wurden in den Bereichen

- Methangehalt (96 – 98%, Heizwert etwa 35 MJ /Nm<sup>3</sup> entspricht 9,72 kWh/m<sup>3</sup>)
- Senkung des Prozess-Energiebedarfs (Energieverbrauch wurde um mehr als 2/3 gesenkt, entspricht 8 % vom Heizwert des aufbereiteten Biogases)
- und Senkung der Investitionskosten (um rund 1/3 geringer als bei der Variante „Kompo-Mobil I“ bei doppelter Durchsatzleistung derzeit 26 Nm<sup>3</sup>/h)

erreicht.

Die Kosten für die gesamte Aufbereitungsanlage betragen etwa € 450.000 (Stand 1995). Dies liegt im Verhältnis zu den Orientierungsangeboten nach [Schulz 2003 S.42] und den Ergebnissen von [Tretter 2003] sehr hoch. Werden diese Angaben gegenübergestellt, zeigt sich, dass die Anlage „Kompo-Mobil II“ mehr als das 2,3 fache an Investitionskosten erforderte. Ein gewisse Differenz ergibt sich sicherlich aus dem Umstand, dass die Investition für „Kompo-Mobil II“ im Jahre 1995 getätigt wurde und bis dato ein Innovationsschub und eine Effizienzsteigerung erreicht wurde. Die außergewöhnliche Höhe dieses Preisunterschieds mag möglicherweise aber mehr mit der weiter oben erwähnten Annahmen zusammenhängen, dass aufgrund der Struktur des Investors die Investitionen nicht in dem Maße eingeschränkt war, wie sonstige Unternehmen der freien Wirtschaft.



Hinsichtlich der Betriebskosten kommen die Anlagenbetreiber von „Kompo-Mobil II“ bei angenommenen jährlichen Betriebszeiten von 4500 h/a auf spezifische Kosten von 6,8 Cent /kWh Produktgas. Diese Differenz zu den aktuellen Studien lässt sich einerseits auf die unterschiedliche Anlagengröße (Jahresvolllaststunden), aber auch auf den in etwa halbierten Durchsatz zurückführen ( $\text{m}^3/\text{h}$ ).

## 4.6.2 Gaswäsche

Die Komponenten  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  können aus dem Biogasstrom auch ausgewaschen werden. Dazu wendet man entweder die Druckwasserwäsche oder die Wäsche mit bestimmten Waschflüssigkeiten (z.B. Monoethanolamin MEA) an.

Erwähnt wurde die Gaswäsche bereits bei der Entschwefelung. Diese Technologie wird insbesondere im Zusammenhang mit großtechnische Anwendungen bei der Aufbereitung von Erdgas bei Volumenströmen von  $> 20.000 \text{ m}^3/\text{d}$  verwendet. Da für die hier betrachtete Größenordnung die Gaswäsche für die Entschwefelung alleine nicht wirtschaftlich betrieben werden kann - und im Kapitel 4.2.2 daher nur der Vollständigkeit halber erwähnt wurde - soll sie in diesem Kapitel hinsichtlich Methananreicherung genauer behandelt werden. Wie in Tabelle 36 ersichtlich ist, ist diese Methode die am häufigsten angewandte, um Biogas in Erdgasqualität aufzubereiten.

### Druckwasserwäsche:

Dieses Verfahren beruht auf dem physikalischen Effekt der Lösung von Gasen in Flüssigkeiten. Die Löslichkeit steigt mit zunehmendem Druck an, weshalb mit komprimiertem Biogas gearbeitet wird. Um das Biogas von den Komponenten  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  zu trennen, wird es auf Drücke von 6 bis 8 bar verdichtet und am Boden einer Absorptionskolonne eingespeist. Vom Kopf der Kolonne wird Wasser versprüht, so dass es im Gegenstrom zum Gas nach unten rieselt. Die Absorptionskolonne ist mit Füllkörpern ausgestattet um eine große Oberfläche für den Gas-Flüssigkeits-Kontakt zu gewährleisten. Abbildung 34 zeigt das Schema einer Druckwasserwäschanlage.

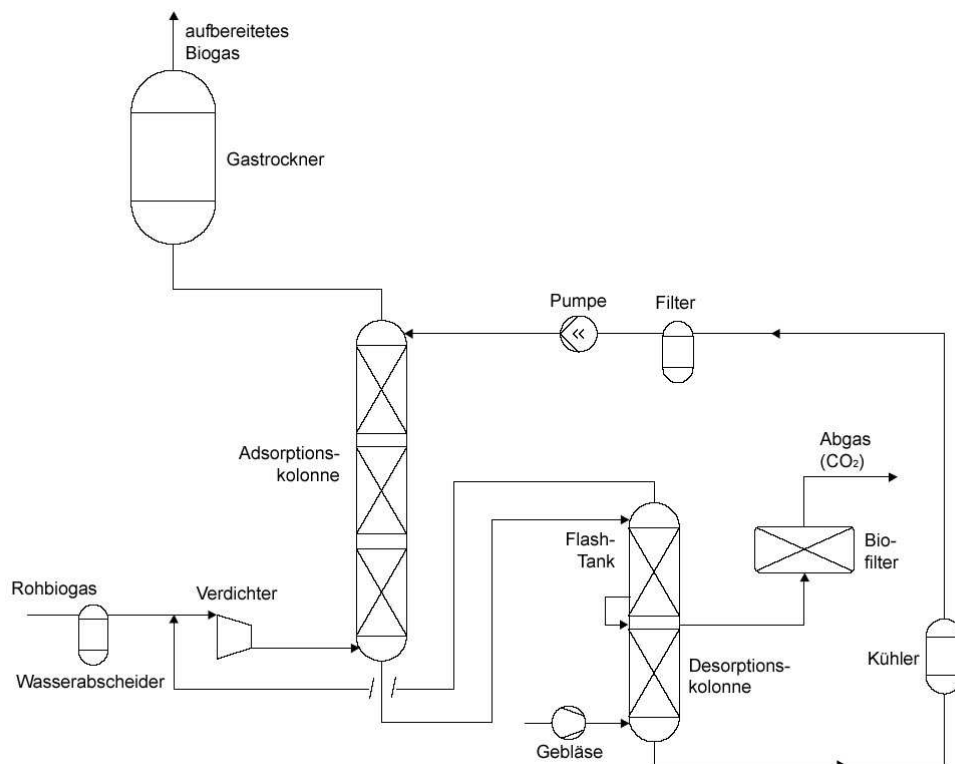


Abbildung 71: Schema einer Druckwasserwäschanlage mit Kreislauf des Waschwassers [Hagen et.al. 2001]

Neben den unerwünschten Komponenten  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  wird aber auch eine kleine Menge  $\text{CH}_4$  gelöst. Um die Methanverluste gering zu halten, wird die Waschflüssigkeit in einen Flash-Tank geleitet. Hier desorbiert ein Gas mit hohem  $\text{CH}_4$ -Gehalt. Es wird wieder in die Adsorptionskolonne rückgeführt. Die Waschflüssigkeit gelangt, nachdem sie entspannt wurde, in die Desorptionskolonne. Um die gelösten Gase auszutreiben, wird der Druck reduziert oder Wärme zugeführt (oder beides). Zusätzlich wird Luft im Gegenstrom durch die Flüssigkeit geblasen. Die Desorptionskolonne ist ebenfalls mit Füllkörpern ausgestattet. Nach der Regenerierung wird das Waschwasser gekühlt und in der Adsorptionskolonne erneut versprüht.

Im Abgas können eventuell auch Geruchsstoffe enthalten sein, weshalb es zumeist über einen Biofilter abgeführt wird. Das Biogas ist nach der Aufbereitung mit Wasserdampf gesättigt und muss vor einer Verwertung getrocknet werden. Ein großes Problem bei diesem Verfahren ist der Umstand, dass die Löslichkeit von  $\text{H}_2\text{S}$  in Wasser sehr hoch ist. In der Desorptionskolonne gelingt es nicht, das gesamte  $\text{H}_2\text{S}$  wieder auszutreiben. Außerdem wird ein Teil des  $\text{H}_2\text{S}$  in der Kolonne zu elementarem Schwefel oxidiert. Dieser reichert sich im System an und kann zu Verstopfungen führen. Es ist daher unerlässlich, das Waschwasser von Zeit zu Zeit auszutauschen oder das Biogas bereits vor dem Waschverfahren zu entschwefeln. Es sind auch Verfahrensvarianten ohne Kreislauf<sup>39</sup> des Wassers

<sup>39</sup> In der Literatur wird anstatt des Begriffes Kreislauführung auch der Begriff Zirkulationsprinzip verwendet.

üblich, wie in Abbildung 72 dargestellt. Dieses Verfahren kann allerdings hohe Kosten während des Betriebes verursachen, falls die Ressource Wasser nicht kostengünstig bereitgestellt werden kann (siehe dazu Abbildung 76).

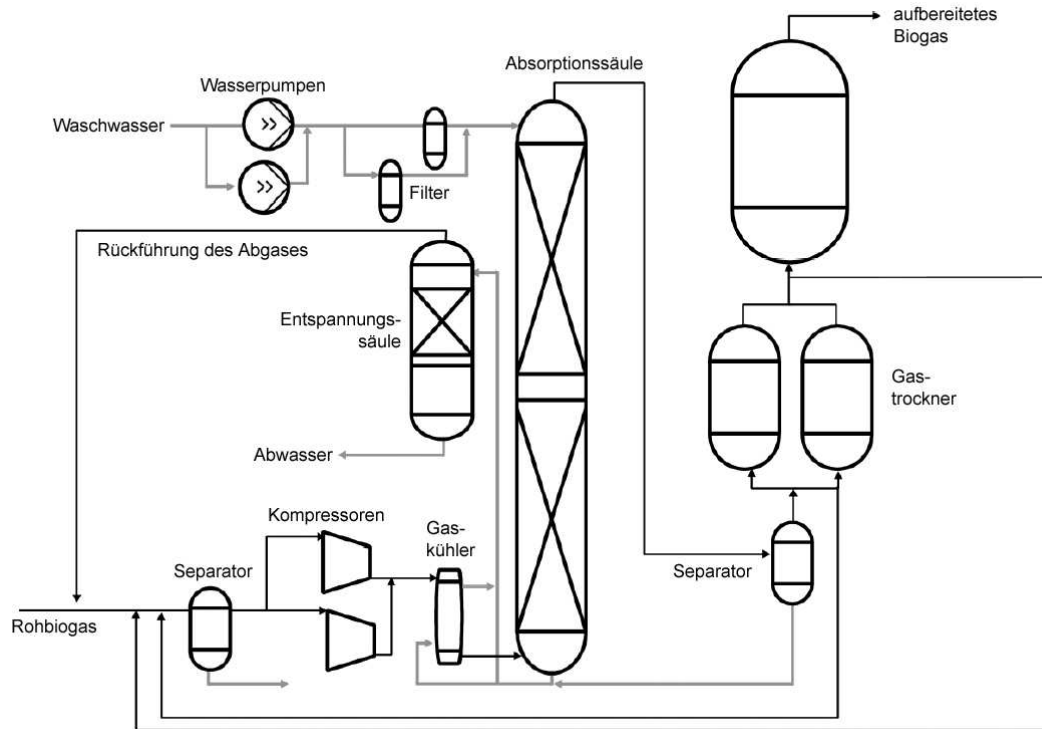


Abbildung 72: Schema einer Druckwasserwäschanlage ohne Kreislaufführung des Waschwassers [Hagen et.al. 2001]

Eine realisierte Anlage nach der Druckwasserwäsche von Biogas ist in Abbildung 36 dargestellt.



Abbildung 73: Anlage zur Aufbereitung von Biogas mittels der Druckwasserwäsche [Nilsson et.al 2001]

#### Monoethanolamin-Wäsche:

Das Verfahren ist mit dem der Druckwasserwäsche vergleichbar. Allerdings werden in diesem Fall die unerwünschten Gasbestandteile nicht durch physikalisches Lösen, sondern durch chemisches Binden an einer Waschflüssigkeit entfernt. Um den Vorgang zu beschleunigen, werden Druck und Temperatur erhöht. Die mit  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  beladene Waschflüssigkeit wird in einem reversiblen Reaktionsschritt wieder regeneriert. Die nur einmalige Verwendung von Monoethanolamin (MEA) ohne Kreislaufführung ist wegen der Giftigkeit dieses Stoffes nicht möglich. Außerdem würden hohe Kosten für die Beschaffung und Entsorgung des MEA entstehen. Neben Wasser ist Monoethanolamin die am häufigsten verwendete Waschflüssigkeit. Es gibt aber noch weitere Mittel, die für die Gaswäsche einsetzbar sind. Dazu gehören: Diethanolamin (DEA), Hydroxiaminoethylester und Kaliumcarbonat. In Tabelle 41 werden die Vor- und Nachteile dieser Stoffe angeführt.

Waschflüssigkeit:	Vorteile:	Nachteile:
Monoethanolamin (MEA)	sehr effizient, niedrige Beschaffungskosten	hohe Anlagenkosten, Giftigkeit, Korrosionsschutz und Schaumverhinderer notwendig,
Diethanolamin (DEA)	sehr effizient, nicht korrosiv und nicht schäumend	Hohe Kosten für die Anlage und die Waschflüssigkeit
Hydroxiaminoethylester	niedrige Anlagen- und Betriebskosten	Korrosionsschutz notwendig
Kaliumcarbonat	sehr effizient, niedrige Beschaffungskosten	hohe Anlagenkosten, Korrosionsschutz und Schaumverhinderer notwendig

Tabelle 41: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile verschiedener Waschflüssigkeiten für die Gaswäsche. [Hagen et.al. 2001]

### Investitionskosten:

In Abbildung 71 ist eine Druckwasserwäsche mit Kreislaufführung dargestellt. Anhand dieser Abbildung sind die wesentlichen Komponenten der Gaswäsche ersichtlich: Dies sind die Absorptions- und Desorptionskolonne, Verdichter und Gebläse, Kühler sowie die nachgeschaltete Gastrocknung. Eine Entschwefelung (in den verschiedensten Varianten wie in Kapitel 4.2 behandelt) muss nicht zwangsläufig vorgesehen werden, wenn die Rohgaskonzentrationen in einem gewissen Rahmen bleiben, da durch die Gaswäsche der Schwefel ebenso entfernt werden kann. Bei höheren Konzentrationen muss allerdings ein separates Entschwefelungssystem vorgesehen werden. In der Studie von [Tretter 2003, S. 305] ist angemerkt, dass bei H<sub>2</sub>S-Konzentrationen im Rohbiogas < 300 ppm keine Aktivkohle benötigt wird.

In Abbildung 74 sind Anlagen aus verschiedenen Quellenangaben hinsichtlich spezifischer Investitionskosten dargestellt. Dabei ist anzumerken, dass die Angaben [Tretter 2003] aufgrund der detaillierten Recherche der Realität am Nächsten kommen.

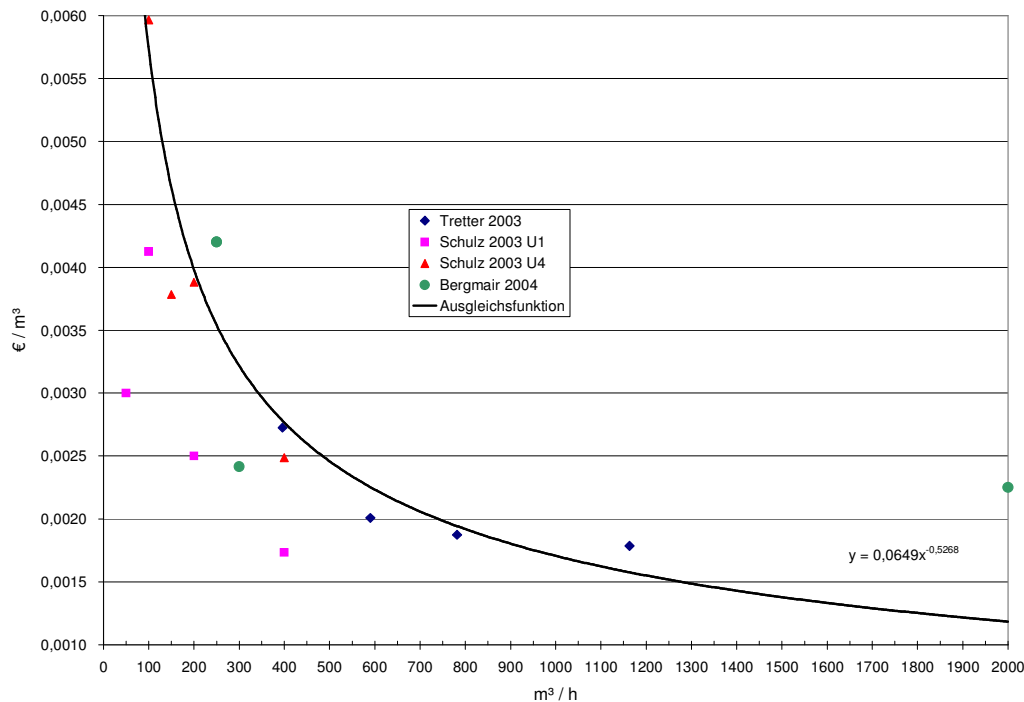


Abbildung 74: Spezifische Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> für Druckwasserwäsche bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Tretter 2003, Schulz 2003, Bergmair 2003]

### Betriebskosten:

Ein großer Unterschied ergibt sich bei den Ausführungen [Schulz 2003] bei den Annahmen zur Ressource Wasser. Einerseits muss die Bereitstellung kalkuliert werden (relativ günstiges Brunnenwasser versus teurem Leitungswasser) andererseits auch die Entsorgung des Abwassers. Die Angebote bzw. Betrachtungsweisen variieren daher sehr stark. Für detailliertere Untersuchungen muss diesbezüglich auch auf den jeweiligen Standort und die vorherrschenden Bedingungen (Wasser- Kanalgebühr) Rücksicht genommen werden. [Tretter 2003] nimmt in seinen Berechnungen einen Wasserversorgungs- und Abwassereinigungspreis in der Höhe von jeweils 1,31 €/m<sup>3</sup> an (siehe dazu auch die Spannweite der Wasserver- und Entsorgungsgebühren in österreichischen Gemeinden in Abbildung 76). Welche Betriebskosten der jeweiligen Autoren berücksichtigt wurden, ist in Tabelle 40 ersichtlich.

### Verfahrenskosten:

Die in Abbildung 75 dargestellten Verfahrenskosten ergeben sich durch Addition der Kosten aus Abbildung 74 (Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten) mit den Betriebskosten deren Details in Tabelle 40 angeführt wurden.

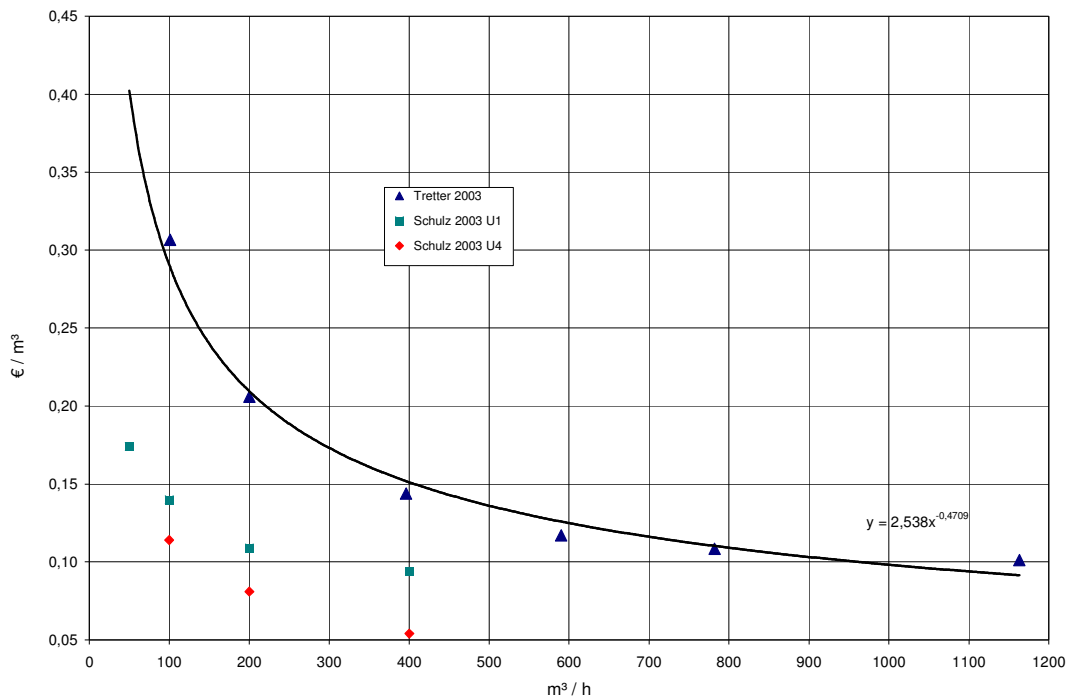


Abbildung 75: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die Druckwasserwäsche für Biogas in Erdgasqualität bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Tretter 2003, Schulz 2003]

### Outputqualität:

Zur Qualität des Outputstromes sei auf Kapitel 4.6.1 verwiesen, da [Tretter 2003] für alle untersuchten Varianten dieselben Bedingungen angenommen hat.

### Energieaufwand:

Diese Werte sind in Zusammenhang mit den anderen von [Tretter 2003] untersuchten Varianten (Druckwechseladsorption, Niederdruck Membranabsorption) in Abbildung 86 und Abbildung 87 dargestellt.

### Entwicklungsstand:

Ebenso wie für das PSA-Verfahren sind für die Druckwasserwäsche relativ umfangreiche Daten zur Technik sowie zur Wirtschaftlichkeit vorhanden. Es kann daraus ein hoher Entwicklungsstand dieser Technologie abgeleitet werden. Auch die in Tabelle 36 angegebenen Zahlen zu den errichteten Anlagen in Europa weisen auf einen intensiven Einsatz dieser Technologie hin (55,2 % aller erfassten Anlagen in Europa).

Wie bereits erwähnt, spielen bei dieser Methode die Kosten für die Ressource Wasser eine nicht unerhebliche Rolle. In Abbildung 76 ist daher dargestellt, in welchem Preisspektrum sich diese Kostenkomponente in Österreich bewegen kann. Diese Angaben beziehen sich zwar auf Haushaltstarife, es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Streuung für Gewerbe- und Industriebetrieb (was eine Biogasaufbereitungsanlage darstellen würde) in etwa gleich verteilt sein wird. Die Kostensituation für eigenes Brunnenwasser muss standortspezifisch für jede Anlage individuell betrachtet werden.

Eine Variante bei der Druckwasserwäsche wäre auch noch die Nutzung von geklärtem Abwasser, um Betriebskosten zu sparen. Diese Möglichkeit wird bei einigen schwedischen Kläranlagen praktiziert. Es muss allerdings damit gerechnet werden, dass es dadurch zu Belägen in den Waschkolonnen kommen kann, was den Betriebsaufwand und somit die Betriebskosten erhöhen kann.

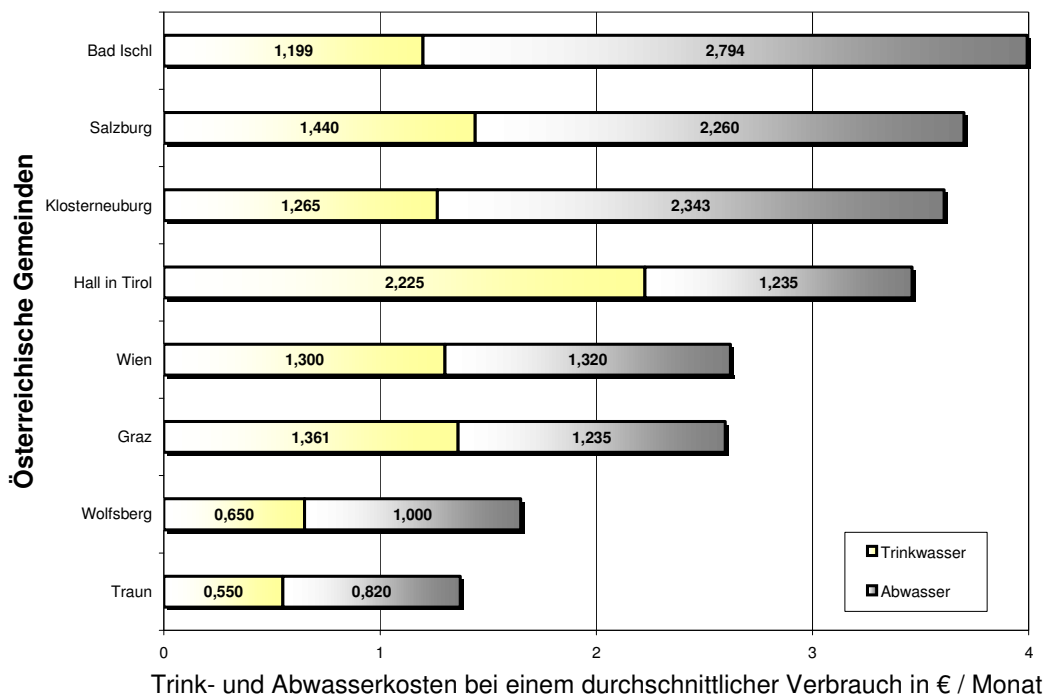


Abbildung 76: Monatliche Wassergebühren für private Haushalte in ausgewählten österreichischen Gemeinden mit Stand 2000 (Quelle: teilweise [Konrad 2001], eigene Recherchen)

#### Variable Qualität:

Ebenso wie bei der PSA-Technologie soll auf die Kostenreduktion bei Verzicht auf die Propangasdosierung eingegangen werden: Bei den Investitionskosten würden je nach Anlagengröße zwischen 10 – 15 % an Investitionskosten entfallen. Würde die Zudosierung von Flüssiggas entfallen, würden natürlich auch die Betriebskosten sinken. Die Kostenreduktionen sind aus Abbildung 77 ersichtlich.



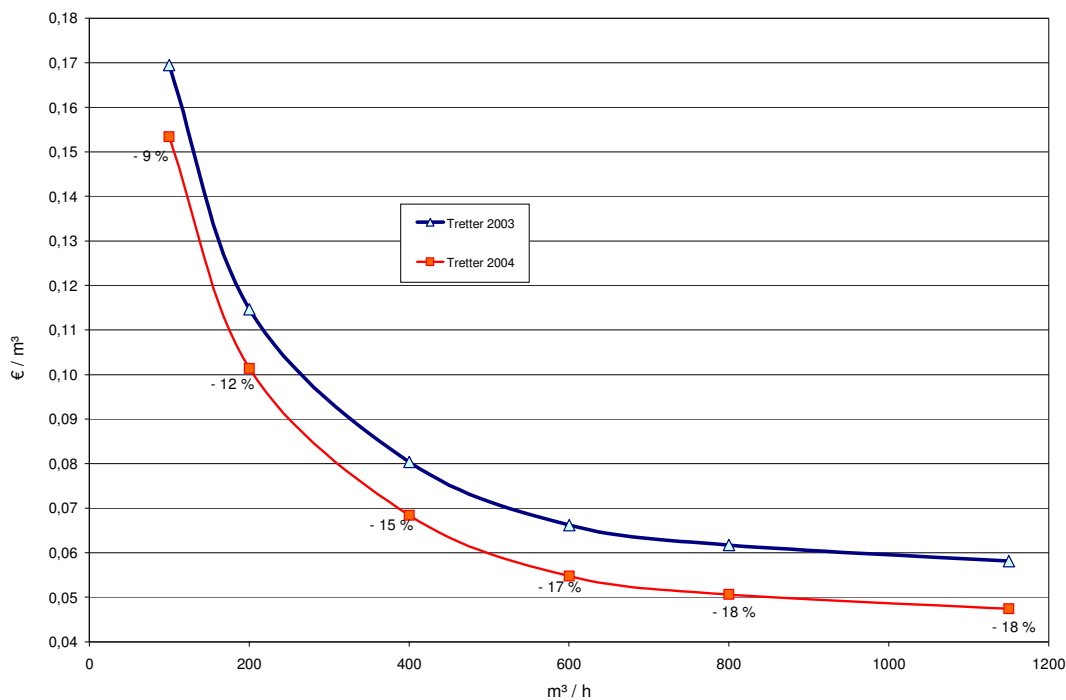


Abbildung 77: Reduzierung der Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der Druckwasserwäsche abhängig von der Anlagengröße [Tretter 2003, Tretter 2004]

### 4.6.3 Niederdruck-Membranabsorbtion

Vom Prinzip her ist diese Variante keine klassische Membrantrennung, sondern eine Kombination aus Absorbions- und Membrantechnologie. Dabei wird ein spezielles Absorbens durch mikroporöse, hydrophobe Membrane bzw. Membranmodule geleitet. Die an der Membranaußenfläche vorbeiströmenden Gasmoleküle im Biogas werden durch die vergrößerten Kontaktflächen aufgenommen.

Diese Technologie wurde nur von [Tretter 2003] untersucht, bei [Schulz 2003] wurden keine Angebote zu dieser Technologie eingeholt.

Zwar ist die Niederdruck-Membranabsorption hinsichtlich Investitionskosten die teuerste Variante, sie liegt aber im Bereich der Betriebskosten in einem günstigeren Bereich als die PSA-Technologie und die Druckwasserwäsche, weshalb die Verfahrenskosten (siehe Vergleich in Abbildung 85) in etwa gleich hoch sind. Dies ist einerseits auf den geringen Stromverbrauch und andererseits auf die sehr geringen Methanverluste zurückzuführen.

#### Investitionskosten:

Die wesentlichen Komponenten sind die Vorreinigung, das Gebläse, die CO<sub>2</sub>-Abtrennung, der Stripper (zur Regeneration des Lösungsmittels) inkl. Wärmerückgewinnung und die Gastrocknung. Eine H<sub>2</sub>S-Entfernung sollte vorgesehen werden, falls der Schwefelgehalt größer als 500 ppm ist.

In Abbildung 78 sind die spezifischen Investitionskosten inklusive der auch bei den anderen beiden Verfahren notwendigen Komponenten (Gasbrenner, Biogas Speicher, Umhausung, Ersatzinvestitionen) abhängig von der Anlagengröße dargestellt.

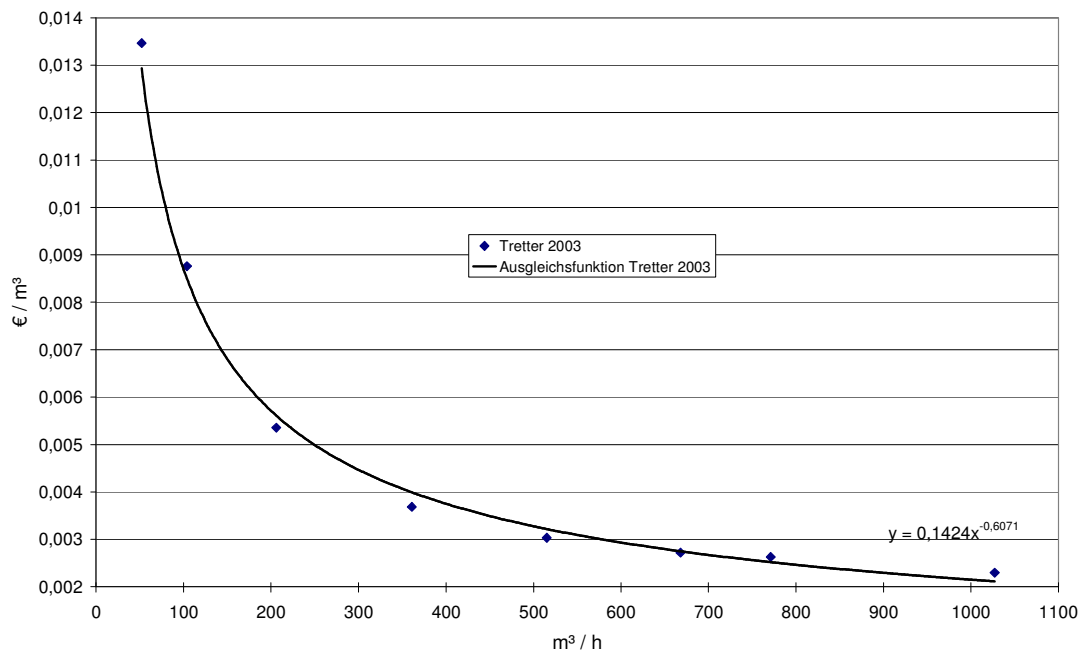


Abbildung 78: Spezifische Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> für die Niederdruck Membrantechnologie bezogen auf die Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Tretter 2003]

### Betriebskosten:

Im Vergleich zu den beiden anderen untersuchten Methananreicherungstechnologien liegen die Betriebskosten in einem günstigeren Bereich. Dies ist einerseits auf den geringen Stromverbrauch und andererseits auf die sehr geringen Methanverluste zurückzuführen (siehe auch Abbildung 87).

### Verfahrenskosten:

In Abbildung 79 sind die spezifischen Verfahrenskosten dargestellt. Es handelt sich dabei wiederum um die spezifischen Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten (siehe Abbildung 78) zuzüglich der Betriebskosten gem. Tabelle 40.

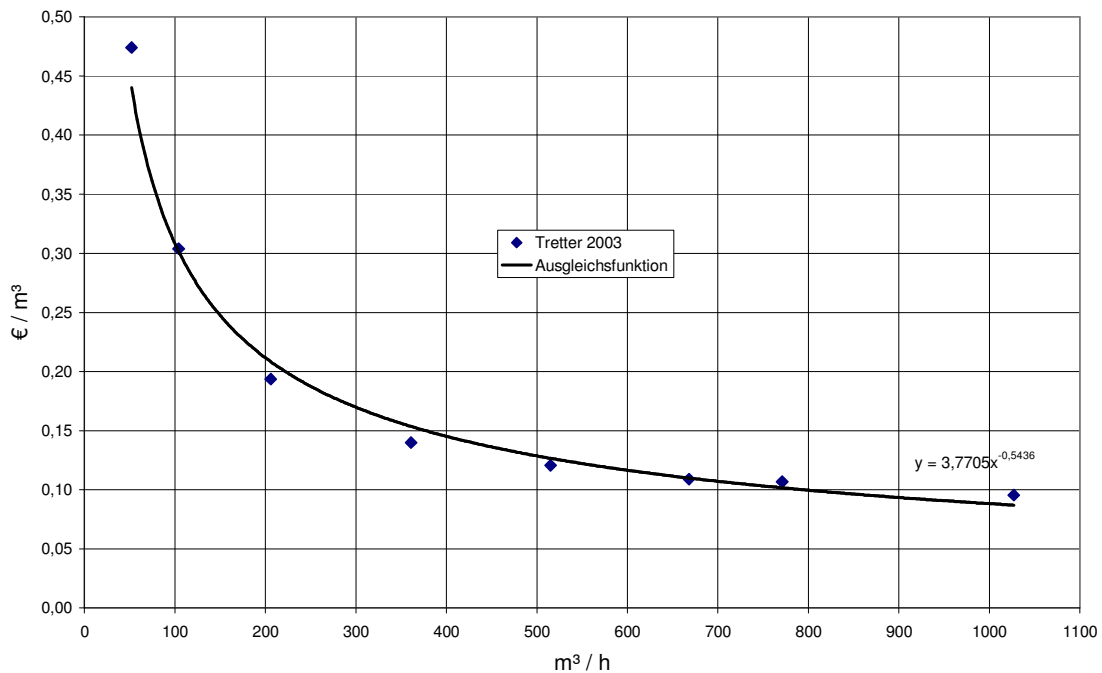


Abbildung 79: Spezifische Verfahrenskosten in €/m<sup>3</sup> für die Niederdruck Membrantechnologie für Biogas in Erdgasqualität abhängig von der Anlagengröße (m<sup>3</sup>/h) [Tretter 2003]

#### Outputqualität:

Zur Qualität des Input- und Outputstromes sei auf Kapitel 4.6.1 verwiesen, da [Tretter 2003] für alle untersuchten Varianten dieselben Bedingungen angenommen hat.

#### Entwicklungsstand:

Nach

Tabelle 36 wurde im europäischen Raum bislang lediglich eine einzige derartige Anlage realisiert. Möglicherweise hängt dies mit dem Umstand zusammen, dass es sich bei der für dieses Verfahren geeigneten Membrane um ein patentrechtlich geschütztes Produkt handelt. Aus Erfahrungsberichten ist zu entnehmen, dass diese Technologie im Praxisbetrieb nicht den Erwartungen aus den theoretischen Erkenntnissen entspricht. Dies erklärt möglicherweise auch den zögerlichen Einsatz dieser Technologie.

#### Variable Qualität:

Die Einsparung durch den Wegfall der Flüssiggasdosierung würde je nach Anlagengröße bei den Investitionskosten zwischen 10 – 15 % betragen. Die Betriebskostenreduktionen sind aus Abbildung 80 ersichtlich.

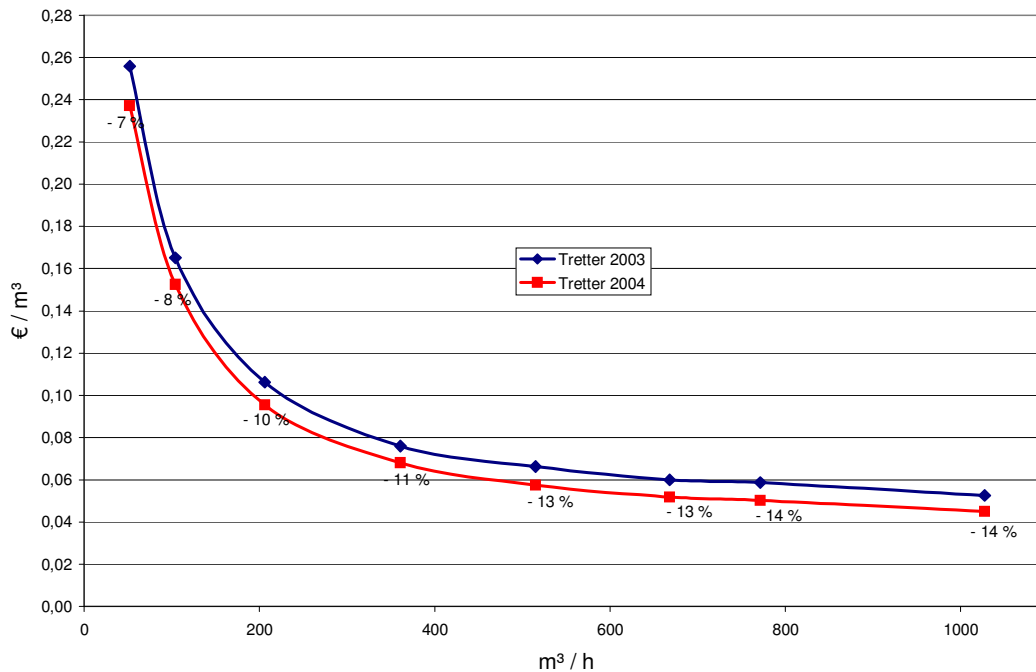


Abbildung 80: Reduzierung der Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der Niederdruck-Membranabsorption [Tretter 2003, Tretter 2004]

#### 4.6.4 Gaspermeation mittels Membranen

Dünne Membranen aus Celluloseacetat, Polysulfonen, Silikonen oder Polycarbonaten dienen der Abtrennung einiger Komponenten aus dem Biogas. Durch die unterschiedlichen Permeabilitäten der Gasbestandteile können  $\text{CO}_2$ - und  $\text{H}_2\text{S}$ -Moleküle die Membran schneller durchwandern als  $\text{CH}_4$ -Moleküle. Im Falle einer Celluloseacetat-Membran beträgt die Permeabilität von  $\text{CO}_2$  rund das Zwanzigfache der Permeabilität von  $\text{CH}_4$ .  $\text{H}_2\text{S}$  weist eine ca. 60-mal so hohe Permeabilität auf. Um den Trennvorgang zu beschleunigen, wird mit Drücken von 25 bis 40 bar gearbeitet. An der Hochdruckseite der Membran sammelt sich somit das Methan an, während die meisten  $\text{CO}_2$ - und  $\text{H}_2\text{S}$ -Moleküle (und auch geringe Mengen  $\text{CH}_4$ ) diese passieren. Da das methanreiche Gas an der Hochdruckseite abgezogen wird, muss es für die Einspeisung nicht mehr eigens verdichtet werden. Ein Nachteil dieses Trennverfahrens sind die Methanverluste aufgrund der durchtretenden  $\text{CH}_4$ -Moleküle. Dem begegnet man durch Serienschaltung mehrerer Membranen und Rückführung der methanreicheren Teilströme.

Diese Methode wurde in Kapitel 4.3.2 im Zusammenhang mit der Entschwefelung und der Entfeuchtung bereits vorgestellt. Bei der Auswahl einer geeigneten Membrane und der entsprechenden Anlagenkonzeptionierung ist auch eine  $\text{CO}_2$ -Abtrennung möglich.

Das Prinzip der Trennung ist in Abbildung 81 dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass eine kompakte Bauweise trotz des notwendigen Flächenbedarfs für die Permeation aufgrund der Wicklung auf sehr engen Raum realisiert werden kann.

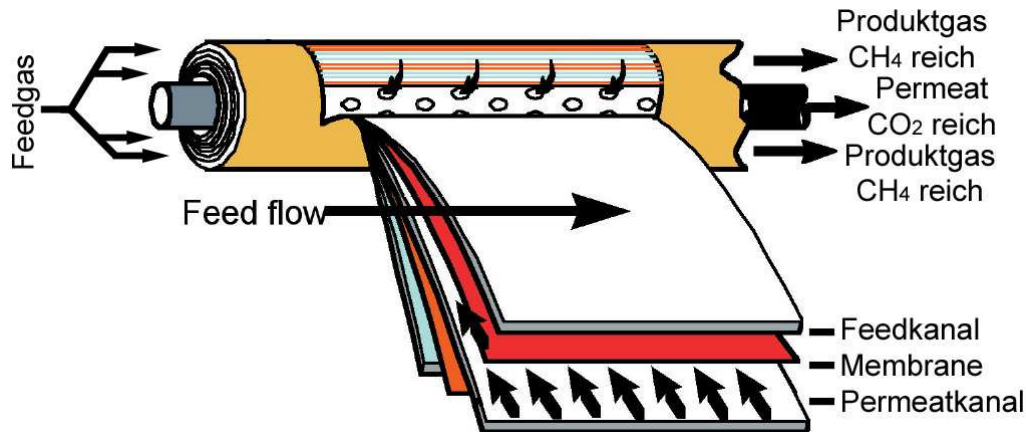


Abbildung 81: Spiralwickelmodul zur Gasterrennung durch Gaspermeation; Quelle: verändert nach [Lokhandwala 2000]

Im Rahmen von Energiesysteme der Zukunft wurde ein Projekt an der TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, beauftragt, dass diese Technologie für den Bereich der Biogastechnik im Detail erforscht. Der Arbeitstitel lautet „Entwicklung einer Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation mit integrierter Produktgasqualitätskontrolle und Optimierung des Betriebs für Biogas aus einer Energiepflanzenvergärung“ (Projekt-Nr. 807739).

In diesem Projekt soll die Praxistauglichkeit einer Membrananlage mit einem Biogasdurchsatz von 1 m<sup>3</sup>/h getestet werden. Wesentlich dabei ist, dass als Inputgas ausschließlich Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen verarbeitet wird. Die Thematik bezüglich H<sub>2</sub>S-Belastung, welche bei Biogas aus Kofermenten bzw. aus Klär- oder Deponiegas bis zu 3000 ppm betragen kann, stellt sich bei diesem Substrat nicht, da mit einem maximalen H<sub>2</sub>S-Gehalt von 200 ppm gerechnet wird. Aufgrund dieser Prozessführung kann das Verhältnis CO<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub> möglicherweise schlechter ausfallen, als bei Kofermentationsanlagen. Eine Reduktion des H<sub>2</sub>S-Gehaltes über ein vorgeschaltete Luftdosierung ist in diesem System vorgesehen und lässt nötigenfalls ein Reduktion auf etwa 30 ppm zu.

Bei dieser Versuchsanlage wird als Outputparameter der CH<sub>4</sub>-Gehalt fix eingestellt. Mittels der variablen Parameter wie Gasmenge, Druck und Temperatur wird die Anlage gesteuert. Unterschiedliche Methangehalte können demnach über die Regelung des Volumenstroms erzeugt werden.

Das in der Literatur zitierte Problem der hohen CH<sub>4</sub>-Verluste kann bei diesem Pilotprojekt in Grenzen gehalten werden und beläuft sich bei einer zweistufigen Anordnung der Membrane auf etwa 1,5 – 3 %. Es sollen in diesem Projekt auch Versuche über eine katalytische Nachverbrennung des Permeats gemacht werden.

Mehrere Gespräche mit den Projektanten dieses Pilotprojektes ergaben, dass die Aufbereitung entsprechend der Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 in den letzten Prozentbereichen des Methangehaltes mit verhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist. Bei einer Abschwächung der Anforderung könnte mit wesentlich geringeren Investitions- und Betriebskosten gerechnet werden. Auf eine spezifizierte Anfrage mit verschiedenen Varianten als Inputgas, welche in Tabelle 42 ganz oben dargestellt sind, konnten vom Projektteam (Projekt-Nr. 807739) entsprechende Werte, welche ebenfalls in Tabelle 42 dargestellt sind, ermittelt werden.

Als Inputgas wurden einerseits Biogas aus NAWAROs mit einem  $\text{CH}_4$ -Gehalt von 55 %, einem  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalt von 200 ppm sowie einer  $\text{H}_2\text{O}$ -Sättigung bei 25°C angenommen. Abweichend davon sollte eine Variante mit Gas aus Kkofermenten mit einem höheren Methangehalt von 65 %, aber auch einem höheren  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalt von 1000 ppm durchgespielt werden. Als Output sollten einerseits die Bedingungen der ÖVGW G 31 (Biogas als Austauschgas mit Erdgasqualität) gelten. Diese sollten wiederum auf eine Druckniveau von 7 bzw. 70 bar (um in die verschiedenen Netzebenen einspeisen zu können) ausgelegt sein. Andererseits sollte die Variante Biogas als minderwertiges Zusatzgas ermittelt werden. Die jeweiligen Werte der Output-Gasqualität sind in der Zeile „Produktgaszusammensetzung“ ersichtlich. Zusätzlich wurde vom Projektteam eine Variante hinsichtlich Betriebsdruck eingeführt. Dabei ist ersichtlich, dass sich bei der Erhöhung von 7 bar Betriebsdruck auf 13 bar, zwar die Betriebskosten infolge des erhöhten Energiebedarfs vergrößern, sich demgegenüber die Membranfläche, welche sich maßgeblich auf die Investitionskosten auswirkt, sehr stark vermindert.

Sehr deutlich wird auch die Reduktion der Investitions- und Betriebskosten bei der Variante Zusatzgas. Beispielsweise würde sich bei einem Betriebsdruck von 7 bar im Fall eines Inputgases aus NAWARO mit einem Methangehalt von 55 % und einem Outputgas mit einem Methangehalt von 70 % die Membranfläche auf 21,18 % im Vergleich zur Variante ÖVGW G31 verringern. Bei einem angenommen Inputgases aus Kofermenten mit einem Methangehalt von 65 % wäre eine Reduktion der Membranfläche auf 10,77 % im Vergleich zur Variante ÖVGW G 31 vorstellbar. Die entsprechenden Werte für  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  und Taupunkt sind bei den entsprechenden Szenarien angeführt.

Die in Tabelle 42 dargestellten Werte konnten durch das Simulationstool AFF 1.4 und den entsprechenden Messdaten der TU Wien berechnet werden. Mit dieser Simulation konnte anschaulich gezeigt werden, dass die Kosten und damit die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten der im Rahmen des Projekts Nr. 807739 entwickelten Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation sehr stark von der geforderten Gasqualität abhängig sind. Eine Möglichkeit, das Biogas als Zusatzgas einzuspeisen, wäre durch diese Technologie aufgrund der Steuervariablen Gasmenge, Druck und Temperatur einerseits sehr praktikabel und andererseits mit wesentlich wirtschaftlicheren Rahmenbedingungen realisierbar.

Konkrete Zahlen der Investitions- und Betriebskosten standen für diese Variante vorerst noch nicht zur Verfügung.

		Variante NAWARO INPUTGAS:				Variante KOFERMENT INPUTGAS:											
		CH <sub>4</sub> mit 55 % H <sub>2</sub> S mit 200 ppm H <sub>2</sub> O gesättigt bei 25 C				CH <sub>4</sub> mit 65 % H <sub>2</sub> S mit 1000 ppm H <sub>2</sub> O gesättigt bei 25 C											
		Szenario #															
		#1		#2		#3		#4		#5		#6		#7		#8	
		NAWARO ÖVGW G31		NAWARO Zusatzgas		NAWARO Zusatzgas		NAWARO Zusatzgas		KOFERMENT ÖVGW G31		KOFERMENT Zusatzgas		KOFERMENT Zusatzgas		KOFERMENT Zusatzgas	
		p=7bar		p=13bar		p=7bar		p=13bar		p=7bar		p=13bar		p=7bar		p=13bar	
Produktzusammensetzung (3)	x_CH <sub>4</sub> [Mol%]	97,99	98,01	70,00	70,00	98,00	98,01	70,01	70,01	98,00	98,01	70,01	70,01	98,00	98,01	70,01	70,01
	x_CO <sub>2</sub> [Mol%]	2,01	1,99	29,95	29,98	2,00	1,99	29,77	29,90	2,00	1,99	29,77	29,90	2,00	1,99	29,77	29,90
	x_H <sub>2</sub> S [Mol_ppm]	2	3	6	6	2	3	5	5	2	3	5	5	2	3	5	5
	Taupunkt (p) [°C]	-84,4	-90,5	-8,4	-13,7	-76,6	-90,4	11,9	8,5	-76,6	-90,4	11,9	8,5	-76,6	-90,4	11,9	8,5
	Methan-Ausbeute [%]	98,35	98,94	98,93	99,01	98,08	98,94	99,32	99,45	98,08	98,94	99,32	99,45	98,08	98,94	99,32	99,45
Spez. Energiebedarf [kWh/Nm <sup>3</sup> Rohgas] (3)	Kompression (p) (1)	0,171	0,273	0,105	0,150	0,143	0,272	0,086	0,120	0,143	0,272	0,086	0,120	0,143	0,272	0,086	0,120
	Kompression (70bar) (2)	0,048	0,033	0,067	0,046	0,057	0,033	0,080	0,055	0,057	0,033	0,080	0,055	0,057	0,033	0,080	0,055
	Kondensatoren (5)	0,181	0,285	0,118	0,165	0,155	0,311	0,100	0,137	0,155	0,311	0,100	0,137	0,155	0,311	0,100	0,137
Membranfläche (4)	[%] von Variante NAWARO p=7bar G31	100,00	42,76	21,18	9,75	100,91	42,65	10,77	4,65	100,91	42,65	10,77	4,65	100,91	42,65	10,77	4,65

**Bemerkungen:**

- (1) Kompression von Umgebungsdruck auf p=7bar bzw. p=13bar
- (2) Kompression von p=7bar bzw. p=13bar auf 70bar
- (3) Produktzusammensetzung und Energiebedarf wurde mit dem Simulationstool AFF 1.4 und Messdaten der TU WIEN berechnet
- (4) Die ermittelte Membranfläche wird jeweils relativ zum Basisfall Variante NAWARO p=7bar ÖVGW G31 angegeben
- (5) Kühlleistungsbedarf für die Abkühlung auf 20°C - Dies ist NICHT der elektrische Energiebedarf !

Tabelle 42: Szenarien verschiedener Gasqualitäten mittels Membrantechnik [Harasek 2004]

Um sich die Größenordnung einer derartigen Anlage vorstellen zu können, ist in Abbildung 82 ein Kompaktmodul dargestellt. Diese, für die Aufbereitung einer Gasturbine konzipierte Anlage verarbeitet in etwa 1180 m<sup>3</sup>/h, sie hat eine Abmessung von 2,5 m Breite, 1,8 m Länge und 1,8 m Höhe<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> Die Einheiten aus der zitierten Quelle sind MMSCFD (million square feed per day), 1 MMSCFD entspricht 1.179,67 m<sup>3</sup>/h, für die Längenmasse 10 feet = 3,048 meter

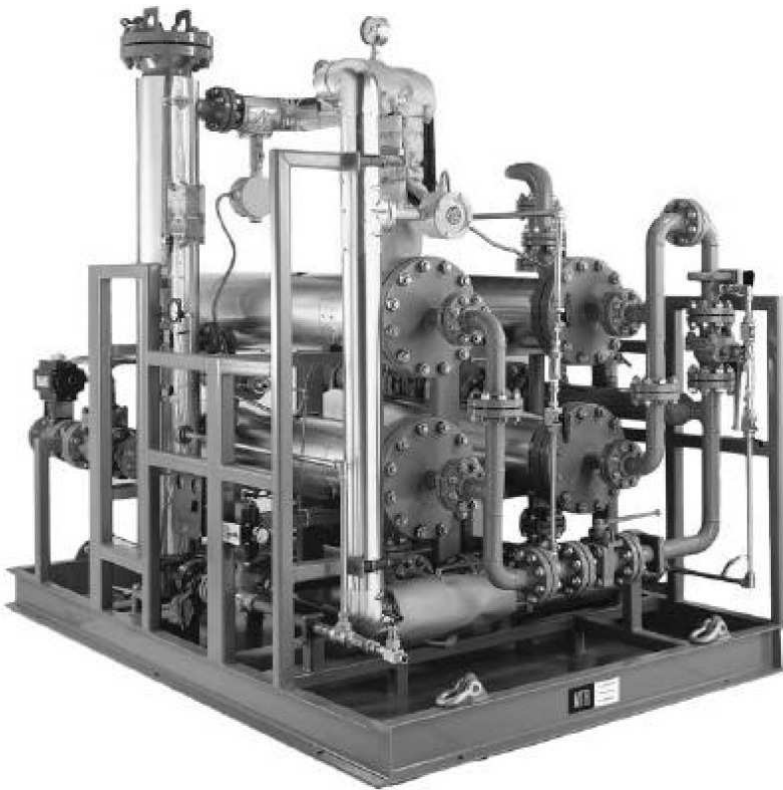


Abbildung 82: Gasaufbereitungsanlage durch Gaspermeation für eine Gasturbine [Lokhandwala 2000]

**Investitionskosten:**

Die in Abbildung 83 dargestellten spezifischen Investitionskosten nach [Hagen et.al. 2001] beruhen einerseits auf tatsächlich realisierte Anlagen und andererseits auf budgetierte Projekte. Es wurde versucht, mittels Ausgleichsfunktion die Degression der Investitionskosten darzustellen, diese ist aber aufgrund der unterschiedlichen Werte nur eine grobe Annäherung. Sie soll lediglich zeigen, dass bei den Investitionskosten im Vergleich zu den herkömmlichen Aufbereitungsanlagen (siehe Kapitel 4.6.1 bis 4.6.3) mit höheren Kosten um den Faktor 3 – 16 gerechnet werden muss. Inwieweit diese Kosten mit den Kosten des zuvor beschriebenen Projektes FFF-Nr. 807739 „Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation“ vergleichbar sind, konnte nicht im Detail geklärt werden, weshalb der Endbericht des oben zitierten Projektes abgewartet werden muss.



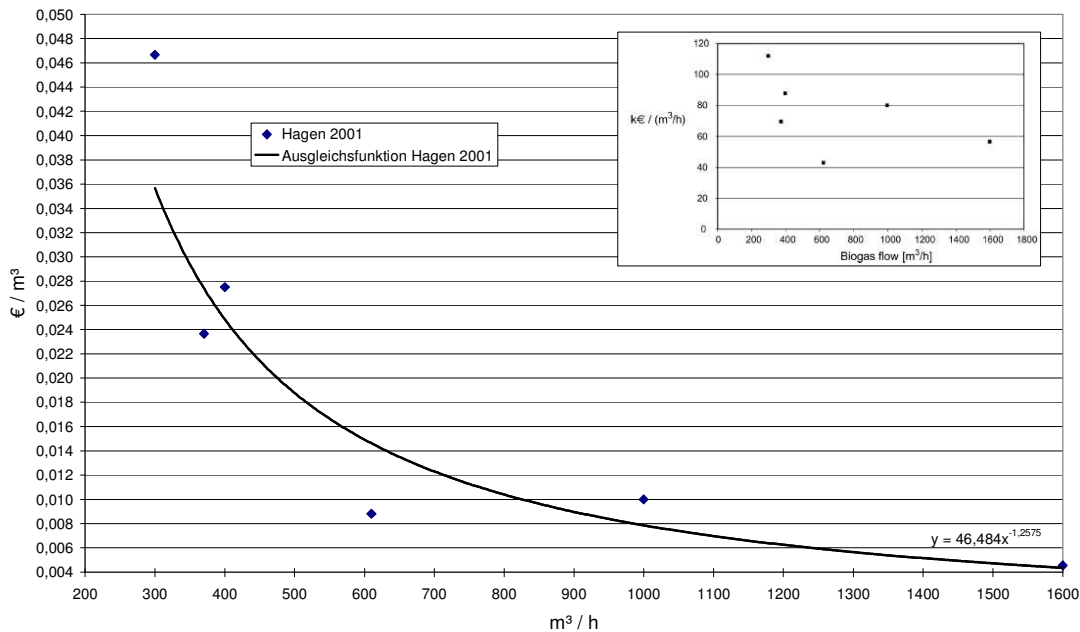


Abbildung 83: Spezifische Investitionskosten in €/m<sup>3</sup> für die Membrantechnologie abhängig von der Anlagenkapazität [Hagen et.al. 2001]

### Entwicklungsstand:

Wie in Tabelle 36 angeführt, sind im europäischen Raum bereits fünf Anlagen in Betrieb, die Biogas mittels Gaspermeation anreichern. Bei den bisher errichteten Anlagen kommt es bei der Aufbereitung zu einem sehr hohen Methanverlust, dies macht diese Technologie im Vergleich zu den anderen Methoden weniger konkurrenzfähig. Eine Serienschaltung mehrerer Membranen hintereinander würde zwar die Ausbeute erhöhen, erhöht aber gleichzeitig wieder die Investitions- und Betriebskosten.

Im oben zitierten Projekt FFF-Nr. 807739 „Biogasaufbereitung mittels Gaspermeation“ wird berichtet, dass mittels einer zweistufigen Anordnung der Membrane die Verluste bei etwa 1,5 – 3 % liegen.

Trotz intensiver Recherchen war es leider nicht möglich, die Betriebskosten für diese junge Technologie in Erfahrung zu bringen.

## 4.6.5 Kryogene Gastrennung

In der aktuellen Literatur wird sehr oft die Möglichkeit der kryogenen Gastrennung beschrieben. Ein wesentlicher Vorteil dieser Methode ist die hohe Reinheit des Methans (wird mit 99,95 % bei -151 °C und 2 bar abgezogen) und des Kohlendioxids (ca. 98 % bei 46 bar und 12 °C).

Die einzelnen Komponenten von Biogas besitzen unterschiedliche Kondensations-temperaturen. Die kryogene Gastrennung macht sich diesen Umstand zunutze. Der erste Schritt besteht in der Verdichtung des Biogases auf 65 bis 80 bar. Mithilfe von Kondensatabscheidern können dabei Wasser und ein Teil des Schwefelwasserstoffes

abgeschieden werden. Ein anschließendes Molsieb reduziert den Wasser- und H<sub>2</sub>S-Gehalt neuerlich. Auf diese Weise wird ein Wasser-Taupunkt von  $-100^{\circ}\text{C}$  und ein H<sub>2</sub>S-Gehalt von weniger als 5 ppm erreicht. Pro Anlage sind zwei Molsiebe vorgesehen. Während eines in Betrieb ist, wird das andere regeneriert. Das Biogas besteht nun nur noch aus Methan und Kohlendioxid (mit minimalen Spuren von Verunreinigungen). Mit konventioneller Destillationstechnik lässt sich dieses Gasgemisch aber aus physikalischen Gründen nur bis zu einem Methangehalt von ca. 92 % rektifizieren. Der Restgehalt an CO<sub>2</sub> geht sonst in seine Feststoffphase über und führt zur Vereisung der Anlage.

Zur Auftrennung dieser beiden Komponenten bedient man sich einer kryogenen Trennstufe. Durch Fremdkälte (aus Stirlingmaschinen) und Entspannungskälte wird das Gasgemisch auf die für die Trennung notwendigen Temperaturen abgekühlt. Die eigentliche Trennung von CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub> erfolgt mit Hilfe der klassischen Rektifikationstechnik und dem Einsatz von Mikrowärmetauschern. Am Kopf der Trennkolonnen kann dann das CH<sub>4</sub> mit einer Reinheit von 99,95 % bei  $-151^{\circ}\text{C}$  und 2 bar abgezogen werden. Am Sumpf fällt das Kohlendioxid mit einer Reinheit von ca. 98 % bei 46 bar und  $12^{\circ}\text{C}$  an.

Bei diesen Prozessparametern liegt rund die Hälfte des separierten Methans in flüssiger und die andere Hälfte in gasförmiger Form vor. Deshalb ist im Anschluss an die Trennkolonnen eine Aufteilung dieser beiden Phasen vorgesehen. Der flüssige Teil wird in einem LNG-Tank (**L**iquified **N**atural **G**as) zwischengespeichert. Aufgrund des Volumenverhältnisses von flüssigem zu gasförmigen CH<sub>4</sub> von 1:580 lassen sich beträchtliche Mengen CH<sub>4</sub> in einem LNG-Tank speichern. Das Verhältnis der Energiedichten von Biogas (65 % CH<sub>4</sub>, 35 % CO<sub>2</sub>) zu flüssigem Methan beträgt gar 1:850. Durch eine Verdampfungsrate von ca. 1 % pro Tag wird das Temperatur-Druck-Gleichgewicht im LNG-Tank gehalten, da das LNG durch das Verdampfen des Methans gekühlt wird. Aufgrund der hohen Energiedichte ist auch ein Transport des LNG mittels Tanklastzügen überlegenswert. Das produzierte Gas muss dann nicht mehr an Ort und Stelle verwertet werden sondern kann dort genutzt werden, wo ein echter Bedarf an gasförmigen Energieträgern besteht. Diese Alternative ist besonders für Biogasproduzenten interessant, die keine Möglichkeit zum Anschluss ihrer Anlage an das Gasnetz haben. Der gasförmige Teil des Methans steht direkt für einen Einsatz in BHKW oder Brennstoffzellen sowie einer Einspeisung ins Gasnetz zur Verfügung. Das am Sumpf der Trennkolonnen mit einer Reinheit von 98 % abgezogene CO<sub>2</sub> wird in einem Drucktank bei rund  $12^{\circ}\text{C}$  und 46 bar in flüssiger Form gelagert. Es steht ebenfalls für eine kommerzielle Nutzung zur Verfügung und bietet so dem Anlagenbetreiber eine weitere Einkommensquelle. Die nachfolgende Graphik in Abbildung 50 zeigt das Verfahrensschema einer kryogenen Aufbereitungsanlage. Zurzeit ist aber noch keine derartige kryogene Biogasaufbereitungsanlage in Betrieb. Es wurde bisher lediglich eine Pilotanlage in Kremmen (Deutschland) errichtet.

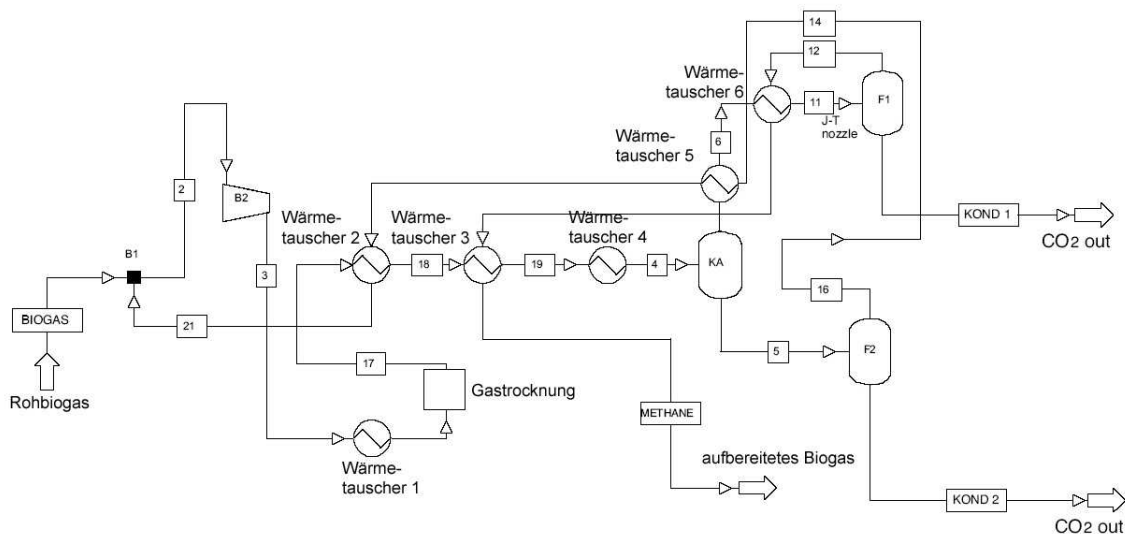


Abbildung 84: Schema einer kryogenen Gastrennanlage [Hagen et.al. 2001]

Die Notwendigkeit, das Biogas auf 65 bis 80 bar zu verdichten, zeigt bereits den hohen Energieaufwand dieser Behandlungsweise. Entscheidend dabei ist die Frage, welcher Nutzen hinsichtlich des Gesamtprozesses erzielt werden kann. Dies betrifft einerseits die Systemintegration, sprich wie kann der Energieaufwand im Zusammenhang mit anderen Nutzern optimiert werden. Andererseits stellt sich die Frage, wie etwa das CO<sub>2</sub> (da es in einer hohen Reinheit anfällt) verwertet werden kann.

Diesbezüglich wird ein Projekt in Deutschland (Anklam) forciert, welches die Errichtung einer derartigen Anlage für die Verwendung des Methans im mobilen Bereich vorsieht. Bei einer Kapazität von vorerst 100 m<sup>3</sup>/h sollen die Investitionskosten in etwa vergleichbar mit anderen Verfahren sein. Bei den Betriebskosten wird mit 0,75 kWh<sub>el</sub> /m<sup>3</sup> Inputgas bei automatischem Betrieb kalkuliert [Boback 2004].

Eine experimentelle CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Trennanlage wurde unter Einsatz mikrosystemtechnischer Komponenten des FZ Karlsruhe für einen Durchsatz von 8m<sup>3</sup> bereits konzipiert und betrieben [Boback 2003].

#### 4.6.6 Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung

Der an dieser Stelle durchgeführte Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung wird für die Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche und Niederdruck-Membranabsorption durchgeführt. Auf einen Vergleich der restlichen oben erwähnten Verfahren (Kryogene Gastrennung, Gaspermeation mittels Membranen) muss verzichtet werden, weil für diese Anlagentypen aufgrund unvollständiger Angaben (z.B. über Betriebskosten) die Daten nicht direkt vergleichbar sind.

Zum Vergleich der spezifischen Verfahrenskosten der drei diskutierten Technologien zur Methananreicherung mit denen Biogas in Erdgasqualität erzeugt werden kann, werden diese

in Abbildung 85 gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anreicherungskosten nur geringfügig voneinander abweichen. Die Spezifikationen des Produktgases beziehen sich auf Austauschgas (inkl. Flüssiggasbeimischung) mit einer Qualität gemäß Anforderungen ÖVGW G31.

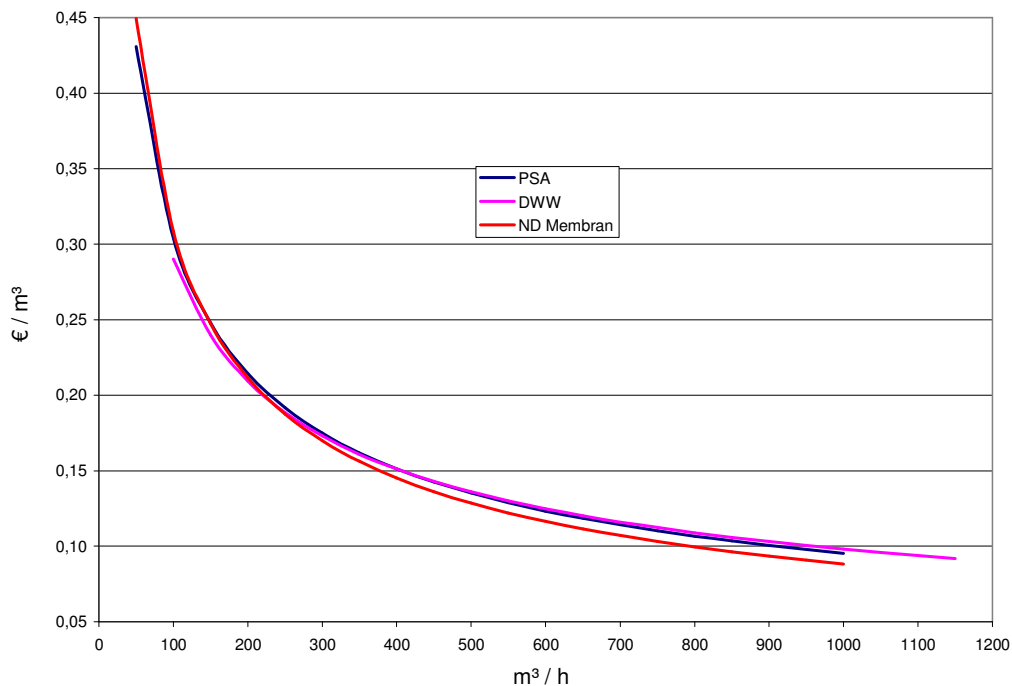


Abbildung 85: Spezifische Verfahrenskosten der Methananreicherung mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck-Membranabsorption (ND Membran) in €/m<sup>3</sup> bezogen auf das Produktgas und abhängig von der Anlagengröße in m<sup>3</sup>/h [Tretter 2003].

Die Verfahren haben im Betrieb jedoch einen deutlich unterschiedlichen Energieverbrauch, wie die Gegenüberstellung in Abbildung 86 zeigt.

Die PSA und DWW haben einen ähnlich hohen Strombedarf, was auf das jeweilige Druckniveau (5 – 10 bar bei der PSA und 8 bar nach Entfeuchtung bei der DWW) zurückzuführen ist. Bei der Niederdruck-Membranabsorption beträgt der Strombedarf ca. nur ein Drittel der beiden anderen Technologien, da diese nur mit einem Gebläse betrieben werden muss.

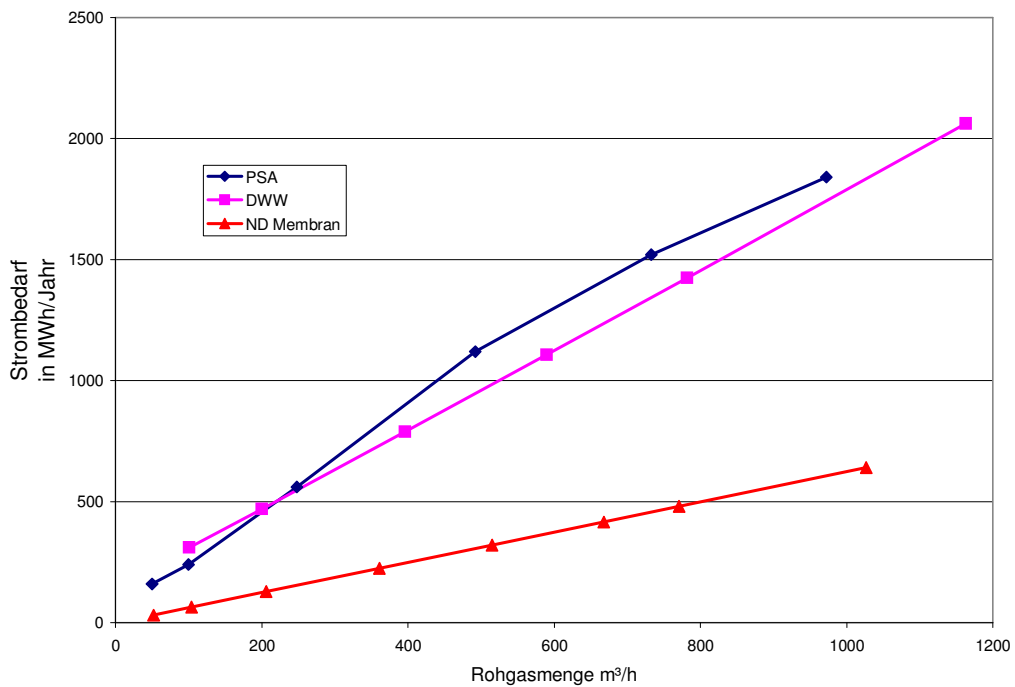


Abbildung 86: Strombedarf der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND Membran) in kWh/Jahr bezogen auf den Rohgasdurchsatz [Tretter 2003]

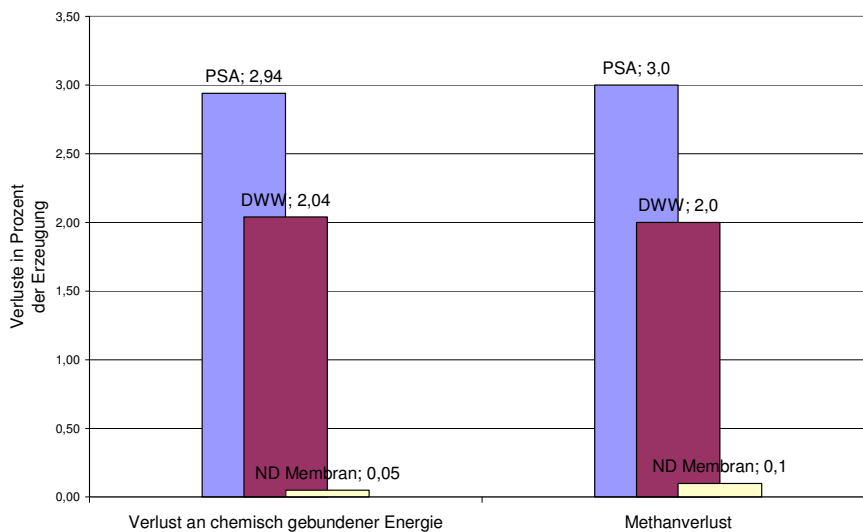


Abbildung 87: Verluste der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND Membran) in Prozent bezogen auf die Erzeugung [Tretter 2003]

In Abbildung 87 sind die Verluste hinsichtlich chemisch gebundener Energie sowie die Methanverluste dargestellt. Der Verlust an chemisch gebundener Energie bezieht sich auf die Energiebilanz der Aufbereitungsanlage. Die angeführten Werte sind die Verluste

bezogen auf die Erzeugung. Die Methanverluste sind verfahrensbedingt, da bei den einzelnen Technologien nicht 100 % des  $\text{CH}_4$  vom  $\text{CO}_2$  abgetrennt werden können. Bei der DWW wird beispielsweise bei der Reformierung des Waschwassers auch ein Teil des  $\text{CH}_4$  ausgewaschen. Es zeigt sich in Abbildung 87 ähnlich wie beim Energieverbrauch in Abbildung 86, dass die Verluste bei den Methoden der DWW und der PSA höher sind als bei der Niederdruck-Membrantechnologie.

Aufgrund der sich im Betrieb befindlichen Methananreicherungsanlagen, welche in Tabelle 36 angeführt wurden, lässt sich schlussfolgern, dass die Druckwasserwäsche für die Biogasaufbereitung gut geeignet ist. Diese Technologie wurde bereits zweiunddreißigmal im europäischen Raum realisiert. Auf jeden Fall ist bei dieser Technologie standortspezifisch zu betrachten, zu welchen Kosten das Prozesswasser bereitgestellt werden kann (z.B. Ablauf aus einer Kläranlage oder teures Leitungswasser).

Die zweithäufigste Anlagenart ist die PSA-Technologie mit bereits 15 errichteten Anlagen in Europa. Wichtig dabei ist, dass die möglicherweise vorhandenen hohen  $\text{H}_2\text{S}$ -Konzentrationen im Rohbiogas vor der eigentlichen Methananreicherung in den Adsorbern gesenkt wird, damit es zu keiner Verstopfung des Molsiebes kommen kann.

Die Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb der einzigen Niederdruck-Membranabsorptions-Anlage in Europa werden zeigen müssen, ob diese Technologie für die Biogasaufbereitung praktikabel sein wird.

Das Verfahren der Gaspermeation mittels Membranen wird intensiv erforscht. In Europa arbeiten bereits fünf Anlagen nach diesem Prinzip. Im Falle einer Senkung der Anlagenkosten, im Speziellen der Membrankosten mittels neuer Technologien, könnte dieses Verfahren intensiver eingesetzt werden.

Die kryogene Gastrennung ist derzeit noch dem Bereich Forschung und Entwicklung zuzuschreiben. Ob ein intensiver Einsatz in der Biogastechnik erfolgen wird, lässt sich derzeit noch nicht abschätzen.

## 4.7 Resümee, Zusammenfassung

Die Biogas-Aufbereitung umfasst die Reinigung und Methananreicherung des Biogases. Aus dem verunreinigten Rohbiogas mit geringem Brennwert wird das gereinigte Produktgas mit – im Falle einer Methananreicherung - höherem Brennwert. Abhängig davon, ob das Biogas als Zusatzgas (Mischung mit Erdgas) oder als Austauschgas (Substitution von Erdgas) ins Gasnetz eingespeist werden soll, muss das Biogas entweder nur gereinigt (Zusatzgas) oder auch angereichert (Austauschgas) werden. Auch Mischformen – teilweise Methananreicherung – sind möglich. Es wird davon angereichertem Zusatzgas gesprochen.

### 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 (vgl. Abbildung 51).

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 (vgl. Abbildung 54). 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  $\text{H}_2\text{S}$  durch Gaswäsche zu entfernen. Diese Variante wurde bei der Druckwasserwäsche im Zusammenhang mit der  $\text{CO}_2$ -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 „Polzeifilters“ übernehmen. Mit spezifischen Verfahrenskosten in der Höhe von 1,6 cent/ $\text{m}^3$  bei einer 50  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage, 0,9 cent/ $\text{m}^3$  bei einer 100  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage und 0,4 cent/ $\text{m}^3$  bei einer 300  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage ist zu rechnen (vgl. Abbildung 56).

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  $\text{m}^3/\text{h}$  in etwa 3,0 €cent/ $\text{m}^3$  bei einer 100  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage 2 €cent/ $\text{m}^3$  und bei einer 300  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage 0,8 €cent / $\text{m}^3$  betragen (vgl. Abbildung 60).

Mittels der Membrantechnologie können neben  $\text{H}_2\text{O}$  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  $\text{m}^3/\text{h}$  Anlage ermittelt werden. Diese betragen in dem speziellen Fall 4,58 €cent/ $\text{m}^3$ . Da sich die Membrantechnologie auch zur Abtrennung von  $\text{CO}_2$  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  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  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> (vgl. Abbildung 64)

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 Adsorption 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 (vgl. Abbildung 85). 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 methanangereicht, 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 der her 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.

Ziel dieses Kapitel ist es, die Anschlusskosten für die Biogaseinspeisung in Abhängigkeit

- von der Entfernung der Biogasanlage zum Einspeisepunkt ins Gasnetz,
- vom zu erreichenden Druckniveau (Netzebene 2 oder Netzebene 3) sowie
- von der Einspeisemenge (Anlagengröße)

zu erheben.

Basierend auf grundlegenden Begriffsdefinitionen sowie der zu wählenden Netzebene und des damit verbundenen Einspeisedruckes sollen die einzelnen Elemente der Anschlusskosten kalkuliert werden, um darauf aufbauend die Gesamtkosten eines Anschlusses an die Netzebene 2 oder 3 an das österreichische Gasnetz in distanzabhängigen Szenarien zu untersuchen. Zusammenfassend soll ein entsprechender Vergleich der Kostenkalkulationen der einzelnen Netzebenen dargestellt werden, 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 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 [GWG 2002 §25 Abs. 1].

## 5.1 Begriffsdefinitionen

In den nachfolgenden Kapiteln sollen die wichtigsten Begriffe im Zusammenhang mit dem Anschluss einer Biogasanlage an das Gasnetz kurz erläutert werden, um eine entsprechende begriffliche Basis für weiterführende Kostenanalysen zu schaffen.

### 5.1.1 Begriffsdefinitionen zum Thema „Anschluss“

Gemäss den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen ist grundsätzlich der Netzbetreiber für die betriebsbereite Erstellung der **Anschlussleitung** vom **Netzanschlusspunkt** bis zum Ende des Verteilernetzes verantwortlich. Als **Netzanschluss** wird hierbei die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers mit dem Verteilnetz definiert. Die Anschlussleitung wird im Rahmen der Begriffsbestimmungen mit dem Hausanschluss gleichgesetzt, der dabei jenen Teil des Verteilernetzes beschreibt, der die Verbindung des Verteilernetzes mit den Anlagen des Kunden ermöglicht; er beginnt ab dem Netzanschlusspunkt des Verteilernetzes und endet mit der Hauptabsperrvorrichtung oder - sofern vorhanden - mit dem Hausdruckregler [AVNB 2003 Kap. III; SOMA].

Im Zusammenhang mit der Einspeisung von Biogas erscheint es notwendig, den Terminus Anschlussleitung entsprechend zu adaptieren. Als **Netzanschlusspunkt** für einen Hausanschluss wird dabei die zur Entnahme oder Einspeisung von Erdgas technisch geeignete Stelle des zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses über die Herstellung des Anschlusses bestehenden Netzes, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzbenutzers definiert [SOMA].

Abbildung 88 stellt eine solche Anschlusssituation dar.

Im Gegensatz zu einem Hausanschluss, der mittels einer Anbohrschelle an das Verteilernetz angeschlossen wird, muss im Falle einer Biogasanlage für den Anschluss eine sogenannte Übergabestation (Einspeisestation) installiert werden, um mehreren gesetzlichen bzw. vertraglichen Anforderungen zu entsprechen (Qualitätsmessung, Mengenmessung, Verdichtung von Erdgas, Odoierung)



Abbildung 88: Begriffsdefinitionen der Anschlussleitung

Aufgrund der oben beschriebenen Verpflichtung des Netzbetreibers, den Erzeuger von Biogas an das Gasnetz anzuschließen, stellt dieser Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses an das Verteilernetz unmittelbar verbunden sind (Anschlussleitung), in Form eines **Netzzutrittsentgelts** dem Anlagenbetreiber (Netzbenutzer) in Rechnung. Dieses Netzzutrittsentgelt ist nach den tatsächlichen Aufwendungen des Verteilernetzbetreibers, der also im Auftrag des Netzbenutzers (Fremdregie) arbeitet, zu berechnen. Die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen stellen auch klar fest, dass dieses Netzzutrittsentgelt insoweit entfallen kann, als der Netzbenutzer die Aufwendungen für den Netzanschluss selbst tragen möchte. Somit wird also dem Netzbenutzer die Möglichkeit eingeräumt, in Eigenregie die Anschlussleitung zu verlegen.

Weiters verrechnet der Verteilernetzbetreiber dem Netzbenutzer – unabhängig davon, wer die Anschlussarbeiten durchführt, - die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Verteilernetzes, die nicht über Netzzutrittsentgelt und Netznutzungsentgelt abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Ein solches **Netzbereitstellungsentgelt** ist dem Kunden diskriminierungsfrei nach dem Verursachungsprinzip anlässlich der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig als Pauschale in Rechnung zu stellen [AVNB 2003; GWG 2002; SOMA].

Aufgrund der Tatsache, dass bei der Kalkulation der Transporttarife (Systemnutzungstarife) innerhalb des österreichischen Gasnetzes bereits das Netzbereitstellungsentgelt in vollem Umfang enthalten ist, werden daher bei einem Anschluss an ein österreichisches

Verteilernetz keine zusätzlichen Kosten unter dem Titel „Netzbeitrittsgeld“ verrechnet. [GSNT-VO 2004]

### 5.1.2 Begriffsdefinition zum Thema „Netzebenen“

Für den Anschluss einer Biogasanlage an ein lokales Gasnetz ist stets die Frage der dort vorherrschenden Netzebene von großer Bedeutung. Wie bereits in Kapitel 2.6 beschrieben, unterscheidet das österreichische Gaswirtschaftsgesetz 3 Netzebenen:

- Netzebene 1: Hochdruckebene mit einem Druck von 70 bis 120 bar
- Netzebene 2: Druckniveau zwischen 6 und 70 bar und
- Netzebene 3: Druckniveau bis zu 6 bar [GWG 2002, §23 b].

Die bei den einzelnen Netzebenen vorherrschenden Druckverhältnisse determinieren einerseits die Dimensionierung der Anschlussleitung (Durchmesser, Wandstärke etc) und andererseits den Typ und die damit verbundenen Kosten einer Verdichteranlage in einer Übergabestation, wobei stets zu beachten ist, dass der Einspeisedruck größer als der Betriebsdruck zu halten ist. Andererseits wird durch das Druckverhältnis in den Ebenen auch die Art der Rohrleitungen bestimmt. Bis zu einem Druck von 10 bar werden in der Netzebene 2 **Kunststoffrohre** aus Polyethylen, ab 10 bar hingegen ausschließlich **Stahlrohre** eingesetzt. In den folgenden Kostenanalysen für den Anschluss einer Biogasanlage an das Gasnetz werden die Netzebenen 2 und sowie die damit verbundenen Druckverhältnisse und entsprechende Leitungsrohre berücksichtigt. Mangels entsprechender Erfahrungswerte bezüglich Aufwand und Kosten und aufgrund der Tatsache, dass gemäss dem aktuellen Gaswirtschaftsgesetz ein Anschluss eines Netzbenutzers an die Netzebene 1 nicht umsetzbar ist, wird ein Anschluss an Netzebene 1 nicht weiter betrachtet.

## 5.2 Anschlussleitung

In diesem Kapitel sollen die Kosten der Anschlussleitung für den Anschluss einer Biogasanlage an das lokale Gasnetz ermittelt werden. Ausgehend von den technischen Mindestanforderungen sollen durchschnittliche Kostensätze für den Anschluss an die Netzebene 2 und an die Netzebene 3 anhand von Richtofferten und Auskünften von Netzbetreibern kalkuliert werden, um aussagefähige Daten zu erhalten.

Entscheidet sich ein Netzbenutzer, seine Biogasanlage an das lokale Gasnetz anzuschließen, müssen dabei mehrere, nachfolgend aufgezeigte Faktoren berücksichtigt werden. Zunächst müssen als Basis für die Anschlussarbeiten die technischen Mindestanforderungen für Anschlussleitungen im jeweiligen Verteilernetz berücksichtigt werden, die den technischen Rahmen für die Verlegung einer Anschlussleitung bzw. den Anschluss dieser Leitung an das Verteilernetz bzw. an die Übergabestation der Biogasanlage definieren. Daraus ergeben sich alle Vorgaben, welches Anschlussrohr wie fachgerecht verlegt und entsprechend angeschlossen werden muss. Um einen Eindruck über die Vielfalt der Vorschriften zu ermöglichen, die bei der Verlegung eines Anschlussrohres zu berücksichtigen sind, sollen im folgenden die für alle österreichischen Verteilernetzbetreiber gültigen technischen Mindestanforderungen angeführt werden.

### 5.2.1 Technische Mindestanforderungen für Anschlussleitungen

Die technischen Mindestanforderungen für die Errichtung und den Betrieb von Anschlussleitungen an das Verteilernetz werden durch Regel der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) und Normen des Österreichischen Normungsinstitutes (ÖNORM) festgelegt und werden in den nachfolgender Tabelle 43 und Tabelle 44 angeführt, um dem Umfang der einschlägigen Regelungen zu vermitteln.

Richtlinie	Inhalt
ÖVGW G 1	Technische Richtlinie für die Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen (Teile 1 bis 5).
ÖVGW G 6	Gas-Inneninstallationen für Betriebsdrücke >100 mbar ?5 bar – Technische Richtlinien Errichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Gasleitungsanlagen für Betriebsdrücke >100 mbar ?5 bar.
ÖVGW G 20	Kathodischer Korrosionsschutz- Planung und Errichtung – Planung und Errichtung von kathodischen Korrosionsschutzanlagen für erdverlegte Gasleitungen aus Stahlrohren und für Lagerbehälter aus Stahl.
ÖVGW G 25	Passiver Korrosionsschutz – Umhüllungen und Fehlstellenabdeckungen für erdverlegte Rohrleitungen und Rohrleitungsteile – Aufbau und Herstellung.
ÖVGW G 28	Abstände gastechnischer Anlagen zu elektrischen Anlagen – Näherungen, Parallelführungen und Kreuzungen zwischen Gasrohrleitungen, gastechnischen Anlagen und elektrischen Anlagen (wie Kabel, Freileitungen, Erder).
ÖVGW G 52 Teil 2	Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff – Teil 2. Rohre aus PE – Richtlinie für das Verlegen von Gasrohrleitungen aus Polyethylen (PE) für einen Betriebsdruck ?10 bar.
ÖVGW G 52 Teil 3	Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff – Teil 3. Rohrlegerprüfung – Richtlinie für die Ausbildung und Prüfung von Kunststoffgasrohrlegern.
ÖVGW G 53 Teil 1	Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 1. Richtlinie für die Anforderungen an Rohre und Rohrleitungsteile für Gasleitungen für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck).
ÖVGW G 53 Teil 2	Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 2. Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck).
ÖVGW G 53 Teil 4	Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 4. Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen für Betriebsdrücke von über 100 mbar bis 16 bar.
ÖVGW G 153 Teil 2	Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke > 16 bar.
ÖVGW G 55	Gas-Hausanschlussleitungen für einen Betriebsdruck ?5 bar.
ÖVGW G 73 Teil 1	Gasdruckregelung – Teil 1. Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 5 bar bis ?100 bar.
ÖVGW G 73 Teil 2	Gasdruckregelstationen; sicherheitstechnische Richtlinie für Errichtung, Prüfung, Betrieb und Instandsetzung von Gasdruckregelstationen mit einem Vordruckbereich > 100 mbar ?4 bar.
ÖVGW G 73 Teil 3	Gasdruckregelung – Teil 3. Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregleinrichtungen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar bis ?5 bar und einer Auslegungsmenge ?200 m <sup>3</sup> /h.
ÖVGW G 74	Gasmengenmessung. Volumengaszähler Gasmengenmessung mittels Turbinen- und Drehkolbengaszählern mit einem Betriebsdruck bis einschließlich 5 bar
ÖVGW G 75	Gasmengenmessung - Wirkdruckgaszähler - Gasmengenmessung mittels Blenden (Wirkdruckgaszähler) mit einem Betriebsdruck über 5 bar
ÖVGW G 76	Berechnung von Gasmengen in Normvolumeneinheiten
ÖVGW G 77	Gasdruck- und Gastemperaturmessungen. Messung des Druckes und der Temperatur von Gasen in Rohrleitungen. Ausführung und Installationen

Tabelle 43: Relevante Richtlinien der ÖVGW für Anschlussleitungen



ÖNORM	Inhalt
ÖNORM EN 1555-1	Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung – Polyethylen (PE). Teil 1: Allgemeines.
ÖNORM EN 1555-2	Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung – Polyethylen (PE). Teil 2: Rohre.
ÖNORM EN 1555-3	Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung – Polyethylen (PE). Teil 3: Formstücke.
ÖNORM EN 1555-4	Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung – Polyethylen (PE). Teil 3: Armaturen.
ÖNORM EN 1555-5	Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung – Polyethylen (PE). Teil 1: Gebrauchstauglichkeit des Systems.
ÖNORM EN 1594	Gasversorgungssysteme. Rohrleitungen für einen maximal zulässigen Betriebsdruck über 16 bar. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM EN 1776	Gasversorgung. Erdgasmessanlagen. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM EN 12007-1	Gasversorgungssysteme. Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar. Teil 1: Allgemeine funktionale Empfehlungen
ÖNORM EN 12007-2	Gasversorgungssysteme. Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar. Teil 2: Besondere funktionale Empfehlungen für <b>Polyethylen</b> (MOP bis einschließlich 10 bar).
ÖNORM EN 12007-3	Gasversorgungssysteme. Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar. Teil 3: Besondere funktionale Empfehlungen für <b>Stahl</b> .
ÖNORM EN 12186	Gasversorgungssysteme. Gas-Druckregelanlagen für Transport und Verteilung. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM EN 12279	Gasversorgungssysteme. Gas-Druckregeleinrichtungen in Anschlussleitungen. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM EN 12327	Gasversorgungssysteme. Druckprüfung, In- und Außerbetriebnahme. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM EN 12732	Gasversorgungssysteme. Schweißen von Rohrleitungen aus Stahl. Funktionale Anforderungen.
ÖNORM B 2533	Unterirdische Einbauten in Straßen. Richtlinien für deren Koordinierung.
ÖNORM B 5192	Rohre, Rohrverbindungen und Rohrleitungsteile aus Polyethylen (PE 80 und PE100) für erd-verlegte Gasleitungen. Werkstoffe, Abmessungen, technische Lieferbedingungen, Prüfungen und Normkennzeichnung. [BEGAS]

Tabelle 44: Relevante ÖNORMEN für Anschlussleitungen

Die Regeln und Normen sind aufgrund des in der Gaswirtschaft hohen Sicherheitsstandards sehr detailliert. Sie stellen hohe Anforderungen sowohl an Material wie auch an verarbeitende Arbeitskräfte. Vor allem in Hinblick auf die durchzuführenden Arbeiten im Rahmen der Verlegung (z.B. Schweiss- und Anschlussarbeiten) von Leitungsrohren – unabhängig von der Beschaffenheit der Rohre (Polyethylen, Stahl) - ist der Einsatz von speziell ausgebildeten Facharbeitern (z.B. Kunststoffrohrverleger) unbedingt erforderlich. Weiters sind bei der Verlegung der Anschlussleitungen einige bauliche Rahmenbedingungen zu beachten, die anhand der im Anhang angeführten Verlegeanleitung der Firma Pipelife dargestellt sind.

## 5.2.2 Durchflussmengen in Abhängigkeit von Einspeisedruck und Leitungslänge

Ehe nun eine Kostenkalkulation durchgeführt wird, soll die Bandbreite an Möglichkeiten für die Auslegung einer Anschlussleitung in Abhängigkeit vom benötigten Durchflussvolumen veranschaulicht werden. In Tabelle 45 sind einige Szenarien mittels eines internen Berechnungstools der Steirischen Gas-Wärme GmbH dargestellt [Gikopoulos 2004/1]. Die Erstellung dieser Tabelle erfolgte für Anschlusslängen von 50, 250 und 500 Metern, um in Abhängigkeit von Einspeisedruck und Rohrdurchmesser die möglichen Durchflussmengen zu kalkulieren. Die angeführten Werte stellen lediglich beispielhaft einige Möglichkeiten der minimalen Leitungsdimensionierung dar, selbstverständlich können durch Vergrößerung/Verkleinerung der Rohrdurchmesser bzw. des Betriebsdruckes die Durchflussmengen entsprechend geändert werden.

Einspeisedruck in bar	Leitungslänge in m	Rohrdurchmesser in mm	Durchflussmenge in m <sup>3</sup> /h
< 1	50	50	390
< 1	250	50	174
< 1	500	50	123
6	50	27	300
6	250	27	135
6	500	27	94
10	50	100	12.000
10	250	100	5.300
10	500	100	3.700
70	50	100	32.000
70	250	100	14.600
70	500	100	10.300

Tabelle 45: Durchflussmengen in Abhängigkeit von Einspeisedruck, Leitungslänge und Rohrdurchmesser [Gikopoulos 2004/1].

Aus dieser Tabelle ist zu entnehmen, dass sich mit zunehmender Leitungslänge die Durchflussmenge stark verringert. Um für eine Biogasanlage mit einer Anlagenkapazität von bis zu 300 m<sup>3</sup>/h den Transport über eine Leitungslänge von beispielsweise 250 oder 500 Metern bewerkstelligen zu können, müssten nach obiger Tabelle entweder der Leitungsdruck erhöht oder der Rohrdurchmesser werden.

### 5.2.3 Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 2

Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen technischen und baulichen Rahmenbedingungen sollen nachfolgend einerseits alle notwendigen Arbeitsschritte bepreist und andererseits die wichtigsten Materialkosten angeführt werden, um alle Kosten, die mit der Verlegung bzw. des Anschlusses einer Leitung an das Gasnetz verbunden sind, zu erfassen. Darauf aufbauend sollen entsprechende Kostenszenarien für unterschiedliche Längen erarbeitet werden, um einen möglichst breiten Überblick über die Kostensituation zu erhalten.

Für den Anschluss einer Biogasanlage stehen in der Netzebene 2 grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Bis zu einem Druck von 10 bar kann ein Polyethylen-Rohr verlegt werden, ab einem Druck von 10 bar muss ein Stahlrohr für den Anschluss verwendet werden. Aufbauend auf diesen technischen Rahmenbedingungen sollen nachfolgend die durchschnittlichen Kostensätze für die Verlegung von Polyethylen- als auch von Stahlrohren basierend auf einem Richtoffert der Firma Kremsmüller Industrieanlagenbau und ausführlichen Gesprächen mit einem Verteilernetzbetreiber dargestellt werden.

Als Ausgangsbasis zur Kalkulation dieser Kostensätze wurden folgende Parameter gewählt:

- Variante 1: Polyethylen (PE) -Rohr der Fa. Pipelife, Nennweite 100mm (zulässiger Maximaldruck 10 bar)
- Variante 2: Stahlrohr (ST), Nennweite 100mm (zulässiger Maximaldruck 70 bar)
- Bodenbeschaffenheit: bis zu Bodenklasse 4 nach ÖNORM B 2205 (mittelschwer lösbarer Boden), kein Strassen- bzw. Flussübergang; Grundstück im Eigentum des Biogasproduzenten
- Die Kostensätze sollen weiters als „all-inklusive“ Preise je Laufmeter kalkuliert werden, die folgende Positionen enthalten sollen:
  - Projektierung (Planung, Kommissionierung)
  - Material (Rohre, Fittings, Schieber, Isolierkupplung)
  - Rohrbau (Kompletter Bau, Druckprobe, Isolieren u. Heißeinbindung)
  - Tiefbau (Kompletter Bau, Druckprobe, Heißeinbindung u. Vermessung)
  - Bauüberwachung (TÜV und Durchstrahlung)

Die in nachfolgender Tabelle 46 nun angeführten Kostensätze für je eine Anschlussleitung aus Stahl und Polyethylen beziehen sich auf 3 Längen mit 50, 250 und 500 Laufmeter, um eine repräsentative Kostenbetrachtung zu ermöglichen.

Kalkulation Anschluss an E2 (Stahlrohr)	50 Meter	250 Meter	500 Meter
<b>1. Projektierung</b> Planung, Kommissionierung, Verlegung auf eigenem Grund	€ 2.500	€ 2.500	€ 2.500
<b>2. Material</b> Rohre, Fittings, Schieber, Isolierkupplung	€ 9.600	€ 28.800	€ 52.800
<b>3. Rohrbau</b> Kompletter Bau, Druckprobe, Isolieren u. Heißeinbindung	€ 5.500	€ 14.000	€ 28.000
<b>4. Tiefbau</b> Kompletter Bau, Druckprobe, Heißeinbindung u. Vermessung	€ 4.800	€ 12.000	€ 24.000
<b>5. Bauüberwachung</b> TÜV und Durchstrahlung	€ 2.500	€ 2.500	€ 2.500
Gesamtkosten	€ 24.900	€ 59.800	€ 109.800
Kosten je Laufmeter	€ 498	€ 239	€ 220

Kalkulation Anschluss an E2 (Polyethylenrohr)	50 Meter	250 Meter	500 Meter
<b>1. Projektierung</b> Planung, Kommissionierung, Verlegung auf eigenem Grund	€ 2.500	€ 2.500	€ 2.500
<b>2. Material</b> Rohre, Fittings, Schieber, Isolierkupplung	€ 6.600	€ 21.000	€ 42.000
<b>3. Rohrbau</b> Kompletter Bau, Druckprobe, Isolieren u. Heißeinbindung	€ 4.800	€ 13.000	€ 28.000
<b>4. Tiefbau</b> Kompletter Bau, Druckprobe, Heißeinbindung u. Vermessung	€ 4.800	€ 12.000	€ 24.000
<b>5. Bauüberwachung</b> TÜV und Durchstrahlung	€ 1.100	€ 1.100	€ 1.100
Gesamtkosten	€ 19.800	€ 49.600	€ 97.600
Kosten je Laufmeter	€ 396	€ 198	€ 195

Tabelle 46: Kostensätze für Anschlussleitung in Netzebene 2 [Kremsmüller 2004; Hutter 2004]

Wie bereits oben angeführt, stellen die Daten Durchschnittswerte für den Bau einer Anschlussleitung inklusive Anschluss an das Gasnetz dar. Grundsätzlich ist dabei festzuhalten, dass eine Hochdruck-Anschlussleitung mit Stahlrohr (bis 70 bar) nur geringfügig mehr kostet als eine Mitteldruck-Leitung mit einem Polyethylenrohr (bis 10 bar). Polyethylenrohre<sup>41</sup> sind in der Anschaffung etwas günstiger, die Verschweißung der

<sup>41</sup> Es gibt allerdings zahlreiche unterschiedliche Ausführungsformen von Kunststoffrohren mit sehr unterschiedlichen Preisen.

Polyethylenrohre ist einfacher. Alle anderen Maßnahmen müssen wie bei einer Verlegung von Stahlrohren in gleichem Umfang durchgeführt werden. Der Vergleich der Kosten pro Laufmeter zeigt folgendes Bild:

Auf den Laufmeter bezogen belaufen sich die Kosten bei einem Stahlrohr auf

- ca. € 500/lfm bei 50 Meter,
- ca. € 240/lfm bei 250 Meter
- ca. € 200/lfm bei 500 Meter.

Im Fall einer Polyethylenleitung belaufen sich die Kosten auf

- ca. € 396/lfm bei 50 Meter,
- ca. € 198/lfm bei 250 Meter
- ca. € 195/lfm bei 500 Meter.

Die Kostenkalkulation hat dabei gezeigt, dass der Hochdruckleitungsbau in der Netzebene 2 generell mit hohen Kosten verbunden ist. Vor allem die Anschlusskosten für eine Leitung mit nur 50 Metern bewegen sich aufgrund der aufwendigen Rohr-, Tiefbau- und Inbetriebnahmearbeiten für diese kurze Distanz mit 498 €/lfm (Stahlrohr) bzw. 396 €/lfm (PE-Rohr) auf einem hohen Niveau. Bis 250 Meter ist zwar eine Kostendegression um ca. 50% bei beiden Rohrarten in Bezug auf Rohr- und Tiefbau festzustellen, dieses Kostenniveau bleibt aber bis zu einer Länge von 5 km konstant, da im arbeits- und materialaufwendigen Hochdruckleitungsbau erst ab einer Leitungslänge von 5 km mit einer weiteren Kostenreduktion zu rechnen ist [Gikopoulos 2004/1].

Aus Übersichtszwecken wird in der nachfolgenden Abbildung 89 die Gesamtkostenentwicklung beider Rohrarten abschließend nochmals dargestellt.

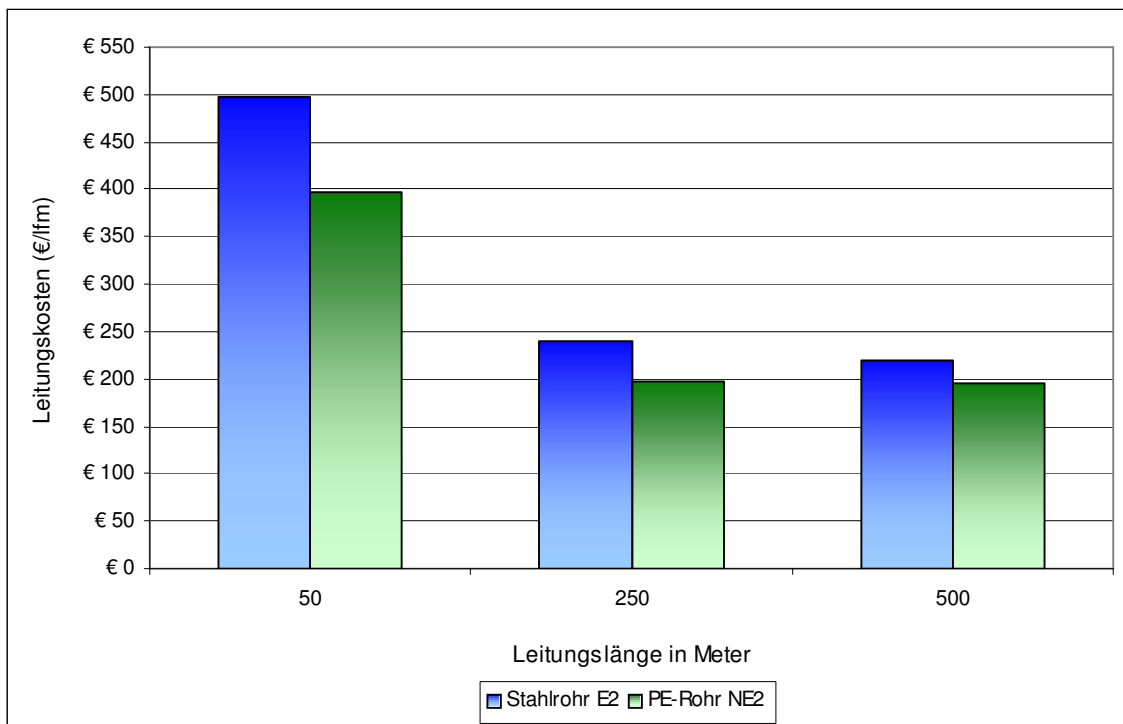


Abbildung 89: Durchschnittliche Kosten je Laufmeter für Anschluss an Netzebene 2 abhängig von der Leitungslänge

In diesem Zusammenhang muss angeführt werden, dass der Anschluss einer Biogasanlage an die Netzebene 2 aufgrund der hohen sicherheitstechnischen Vorschriften und der aufwendigen Verlegearbeiten in Kooperation mit einem Verteilnetzbetreiber erfolgen muss. Inwieweit Teile der Anschlussarbeiten, so z.B. Tiefbauarbeiten, in Eigenregie durchgeführt werden können, kann nur im konkreten Anlassfall entschieden werden.

In aller Regel wird jedoch die Anschlussleitung bei Einspeisung in Netzebene 2 für einen maximalen Betriebsdruck von 70 bar, also als Stahlrohr, auszuführen sein, da auch bei maximalem Betriebsdruck in Netzebene 2 eingespeist werden können muss. Anders stellt sich die Situation dar, wenn die Verdichterstation zur Druckerhöhung nicht bei der Biogasanlage sondern beim Einspeisepunkt errichtet wird. Ob dies sinnvoll ist, muss anhand der örtlichen Gegebenheiten entschieden werden.

## 5.2.4 Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 3

Für den Anschluss einer Biogasanlage an die Netzebene 3 wurden einerseits Gespräche mit österreichischen Netzbetreibern geführt, um einen möglichst realistischen Durchschnittskostensatz für die Verlegung einer Anschlussleitung mit höherem Einspeisedruck zu erhalten. Andererseits wurden aus den veröffentlichten Tarifen für einen Haus- bzw. Gewerbeanschluss Analogien für Anschlusskosten von Biogasanlagen mit

geringerem Einspeisedruck abgeleitet, um die Angaben des Netzbetreibers besser bewerten zu können. Die Ergebnisse dieser Recherchen sollen nachfolgend dargestellt werden.

Für den Fall einer Anschlussleitung mit höchstem Einspeisedruck in Netzebene 3 (bis max. 6 bar) wurde bei der Kostenanalyse von der Verlegung eines Polyethylenrohres mit einem Druckniveau von 6 bar ausgegangen. Bei der Kostenerhebung wurden dabei sämtliche Materialkosten sowie alle notwendigen Tiefbauarbeiten berücksichtigt, wobei wie in Netzebene 2 einfache geologische Bedingungen angenommen wurden.

Als Ergebnis dieser Gespräche wurde ein durchschnittlicher Kostensatz von ca. € 50 je Laufmeter bei einer Bodenbeschaffenheit bis zu Bodenklasse 4 nach ÖNORM B 2205 (mittelschwer lösbarer Boden ohne Widerstände aus Beton oder Asphalt) erhoben, der für die weiterführende Gesamtkostenkalkulation verwendet werden kann [Hutter 2004]. Diese Kosten enthalten neben den oben beschriebenen Materialkosten und Tiefbauarbeiten überdies Kosten für Eigenleistungen des Netzbetreibers, wie zB Bauaufsicht sowie Kosten für Gebühren und allfällige zusätzlich Dienstleistungen durch zB einen Geometer.

Die Leitungslänge wurde dabei mit bis zu 50 Metern definiert, bis zu einer Länge von 250 wurde ein Kostensatz von € 42 lfm angenommen, bei einer Länge von 500 Metern ist mit einer Kostendegression bis zu ca. € 35/lfm zu rechnen.

Es muss an dieser Stelle betont werden, dass diese Kostensätze jedoch stark von den geologischen Rahmenbedingungen abhängig sind. Ein Anschluss einer Biogasanlage auf sogenanntem „gefestigtem“ Gelände wie zB entlang einer Strasse (Aufbrechen der Asphaltdecke) bzw. auf felsigem Untergrund kann die Anschlusskosten bis zu € 90 je Laufmeter steigern. Es werden daher in der Praxis stets die Anschlusskosten abhängig von den tatsächlichen geologischen Bedingungen zu erheben sein, allgemein gültige Aussagen können aus der hier durchgeführten Kostenanalyse nicht abgeleitet werden [Hutter 2004].

Für den Fall eines Anschlusses einer Biogasanlage an die Netzebene 3 sind die in nachfolgender Tabelle 47 angeführten Gesamtkosten (Materialkosten, Tiefbauarbeiten, Eigenleistungen etc) zu berücksichtigen. Diese Kostenkalkulation basieren, wie bereits oben erwähnt, auf dem ausschliesslichen Einsatz von Polyethylenrohren für den Netzanschluss, dabei wurden je Längenszenario die entsprechenden Gesamtkostensätze mit der jeweiligen Rohrlänge multipliziert, um die Gesamtkosten zu berechnen.

Rohrlänge in m	Kosten/Lfm	Summe in €
<b>50</b>	50	<b>2.500</b>
<b>250</b>	42	<b>10.500</b>
<b>500</b>	35	<b>17.500</b>

Tabelle 47: Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 3

In der nachfolgenden Abbildung 90 werden die ermittelten Gesamtkosten für die drei genannten Längenszenarien nochmals graphisch dargestellt.

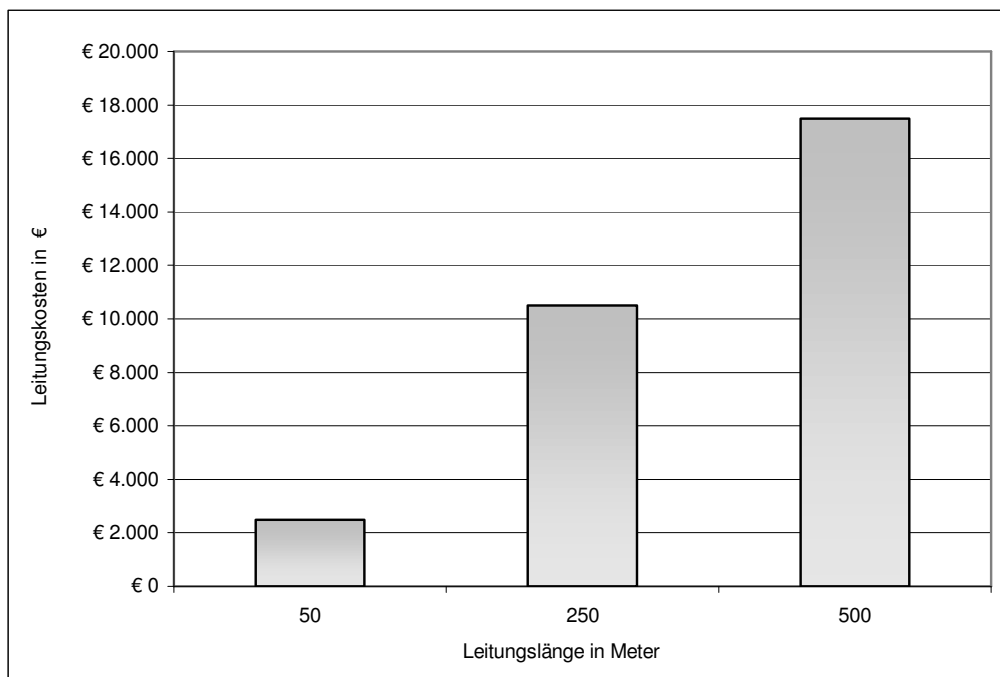


Abbildung 90: Gesamtkosten der Verlegung einer Anschlussleitung in Netzebene 3 abhängig von der Leitungslänge

#### 5.2.4.1 Kosten eines Haushaltsanschlusses

Um eine realistische Kostenabschätzung für den Anschluss einer Biogasanlage mit einem geringeren Einspeisedruck in der Netzebene 3 vornehmen zu können, werden in Analogie zu den Kosten des Anschlusses eines Haushaltes bzw. Gewerbebetriebes in der gleichen Netzebene im folgenden die entsprechenden Kostenansätze von drei Netzbetreibern aus Oberösterreich, Kärnten und der Steiermark als Grundlage herangezogen. Dabei wird die Annahme getroffen, dass die Anschlusskosten z.B. eines Gewerbebetriebes und einer Biogasanlage mit geringem Einspeisedruck auf einem gleichen Kostenniveau liegen.

Um vorab einen Überblick über die technischen Rahmenbedingungen sowie die notwendigen Materialien eines Hausanschlusses zu bekommen, ist in nachfolgender Abbildung 91 die Ausführung eines Hausanschlusses der Steirischen Gas-Wärme GmbH dargestellt.



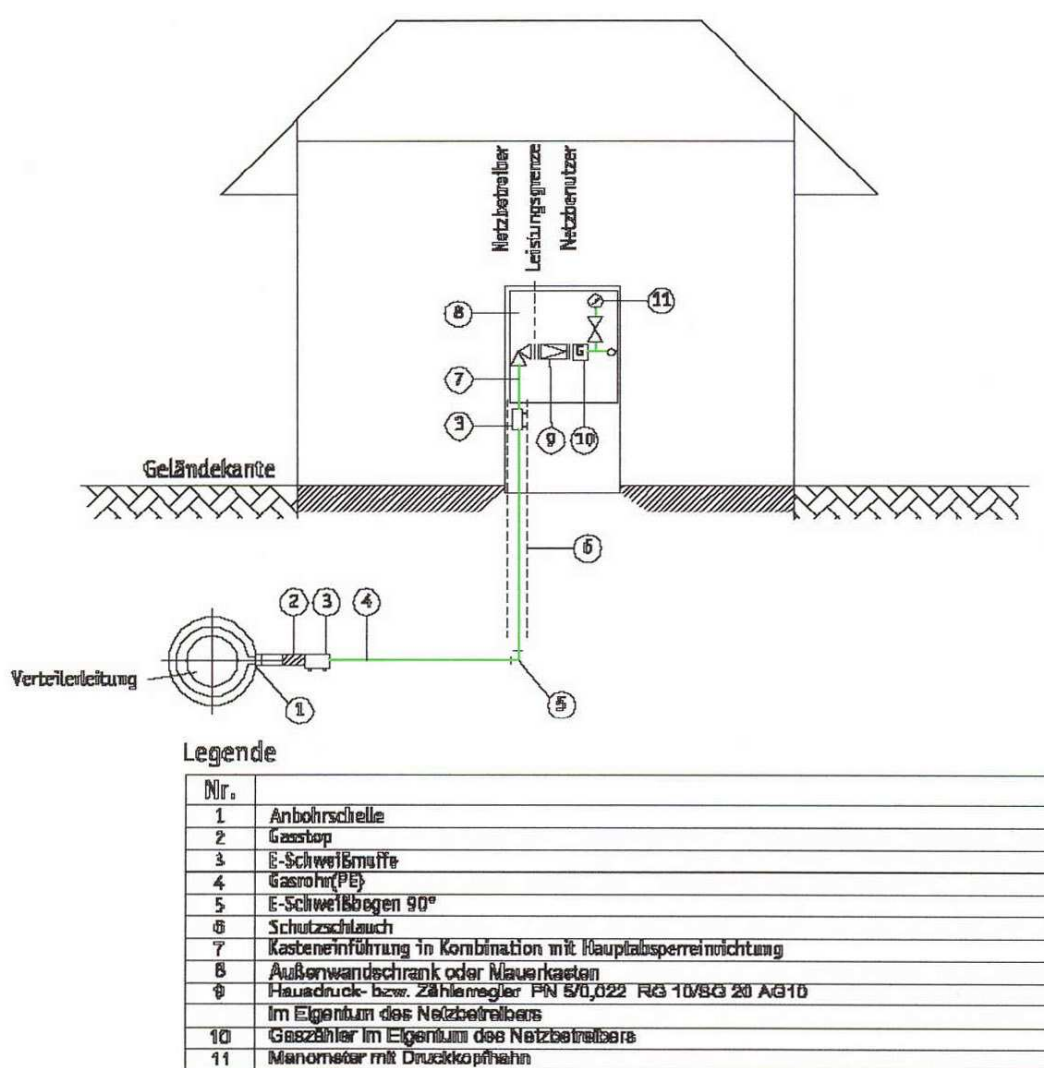


Abbildung 91: Ausführung eines Hausanschluss &gt; 0,1-5 bar [STGW 2004]

Für die Kostenkalkulation eines Haus- bzw. Gewerbeanschlusses werden nachfolgend die im Internet veröffentlichten Kostensätze der Kelag, der Steirischen Gas-Wärme GmbH und der Oberösterreichischen Ferngas verwendet.

#### Kelag:

In der Errichtungspauschale der Kelag sind folgende Leistungen inkludiert [Kelag 2004 ]:

- Leitungserweiterung ab Verteilnetz
- Maximal 13 Laufmeter Anschlussleitung gerechnet ab Grundstücksgrenze bis zur Hauptabsperreinrichtung, welche unmittelbar nach Eintritt in das Gebäude bzw. im Standverteiler angeordnet ist (Eigentumsgrenze = Übergabestelle)
- Tiefbauarbeiten auf öffentlichem und privatem Grund
- Beistellen des gesamten Materials (Rohre, etc.) und des Hausdruckreglers bzw. Zählerreglers, sowie Filters, der Messeinrichtung sowie der Hauptabsperreinrichtung
- Rohrverlegung
- Wiederherstellungsarbeiten bis zur Hauptabsperreinrichtung

Allfällig anfallende Kosten für Asphaltierung oder Pflasterung nach Ende der Wiederherstellungsarbeiten sind nicht berücksichtigt, diese werden aber als eigene Kostensätze veröffentlicht. Für Leitungen, die über die Länge von 13 Metern hinausgehen, wird ein eigener Kostensatz für sogenannte Mehrlängen verrechnet.

Steirische Gas-Wärme GmbH:

Die Steirische Gas-Wärme GmbH inkludiert in den angebotenen Kostensätzen folgende Leistungen [STGW 2004]:

- Anteilige Kosten für das vorgelagerte Leitungsnetz
- Maximal 20 Laufmeter Hausanschlussleitung – gerechnet ab Grundstücksgrenze bis zur Gebäudeaußen- bzw. -innenseite inklusive Hauptabsperreinrichtung (Leistungsgrenze), komplett hergestellt
- Kosten für die sicherheitstechnische Abnahme der Gasinstallation durch die Steirische Gas-Wärme.

Die veröffentlichten Kostensätze werden als Mindestkostensätze definiert, dabei wird auf die einzelfall- bzw. situationsbezogene Kostenkalkulation hingewiesen, die mögliche Kostensteigerungen bewirken kann. Kosten für Anschlussleitungen, die über 20 Meter hinausgehen, werden hingegen nicht veröffentlicht.

OÖ-Ferngas:

Der oberösterreichische Verteilnetzbetreiber OÖ-Ferngas bietet in der Errichtungspauschale die Herstellung des kompletten Hausanschlusses mit einer Anschluss-Leistung bis zu 61 m<sup>3</sup> Verbrauch pro Stunde und einer Anschluss-Länge bis zu 7 m an. Für Mehrlängen der Anschlussleitung ab 7 Metern wird ein eigener Kostensatz verrechnet [www.oeferngas.at].

In der nachfolgenden Tabelle 48 sind die Kostensätze je Verteilnetzbetreiber dargestellt.

	Anschluss...	Leitungslänge	Kosten		Errichtungspauschale pro Anschluss	Mehrlängen pro Laufmeter	Asphaltierung pro Laufmeter	Pflasterung pro Laufmeter
kelag	für max. Leistungen bis 22 m <sup>3</sup> /h	13 Laufmeter	netto	EUR	€ 1.431,65	€ 54,50	€ 29,07	€ 72,67
	für max. Leistungen bis 90 m <sup>3</sup> /h	13 Laufmeter	netto	EUR	€ 2.027,57	€ 58,14	€ 29,07	€ 72,67
	für max. Leistungen bis 316 m <sup>3</sup> /h	13 Laufmeter	netto	EUR	€ 3.960,67	€ 69,04	€ 29,07	€ 72,67
OÖ-Ferngas	für max. Leistungen bis 61 m <sup>3</sup> /h	7 Laufmeter	netto	EUR	€ 1.608,33	€ 82,50		
STGW	Haushaltsanschluss	20 Laufmeter	netto mind.	EUR	€ 1.525,00	n.b.		
	Gewerbeanschluss	20 Laufmeter	netto mind.	EUR	€ 1.820,00	n.b.		

Tabelle 48: Kosten für Haushalts- und Gewerbeanschluss von kelag, OÖ-Ferngas, STGW [STGW 2004; [Kelag 2004 ; OEF 2004]

Die in obiger Tabelle angeführten Kostensätze stellen grundsätzlich Pauschalkosten dar, die unterschiedliche Leitungslängen inkludieren. Der Bau einer über die angebotene Länge hinausgehenden Anschlussleitung wird mit eigenen Kostensätzen verrechnet. Ein direkter Vergleich dieser pauschalen Kostensätze pro Laufmeter für den Anschluss an das Verteilnetz ist daher aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsvoraussetzungen nicht möglich. Eine Anwendung der Kostensätze für Mehrlängen bezogen auf die Längenszenarien 50, 250 und 500 Meter ist nicht möglich, da Anschlussleitungen in dieser Länge für Haushalte aus Wirtschaftlichkeitsgründen in der Praxis nicht gebaut werden.

Die Tabelle 48 bietet daher einen guten Überblick über die zu erwartenden Kosten, wenn eine Biogasanlage mit geringerem Einspeisedruck in unmittelbarer Nähe zu einem Verteilnetz innerhalb der angegebenen Längen angeschlossen werden soll. Auf eine Berücksichtigung dieser Kostensätze in der nachfolgenden Gesamtkostenkalkulation wird aber aus oben genannten Gründen verzichtet.

### **5.2.5 Vergleich der Leitungskosten für Netzebene 2 und 3**

Basierend auf den oben beschriebenen Modellannahmen werden nun die mit dem Bau der Anschlussleitung verbundenen Kosten für die Netzebenen 2 und 3 miteinander verglichen. Die in nachfolgender Abbildung 92 dargestellten Kosten für die einzelnen Netzebenen zeigen schon auf den ersten Blick die Kostensteigerung beim Einsatz von Stahlrohren in Ebene 2 im Gegensatz zu Polyethylen-Rohren sowie den generellen Kostenunterschied eines Anschlusses an die Netzebene 3 im Gegensatz zur Netzebene 2.

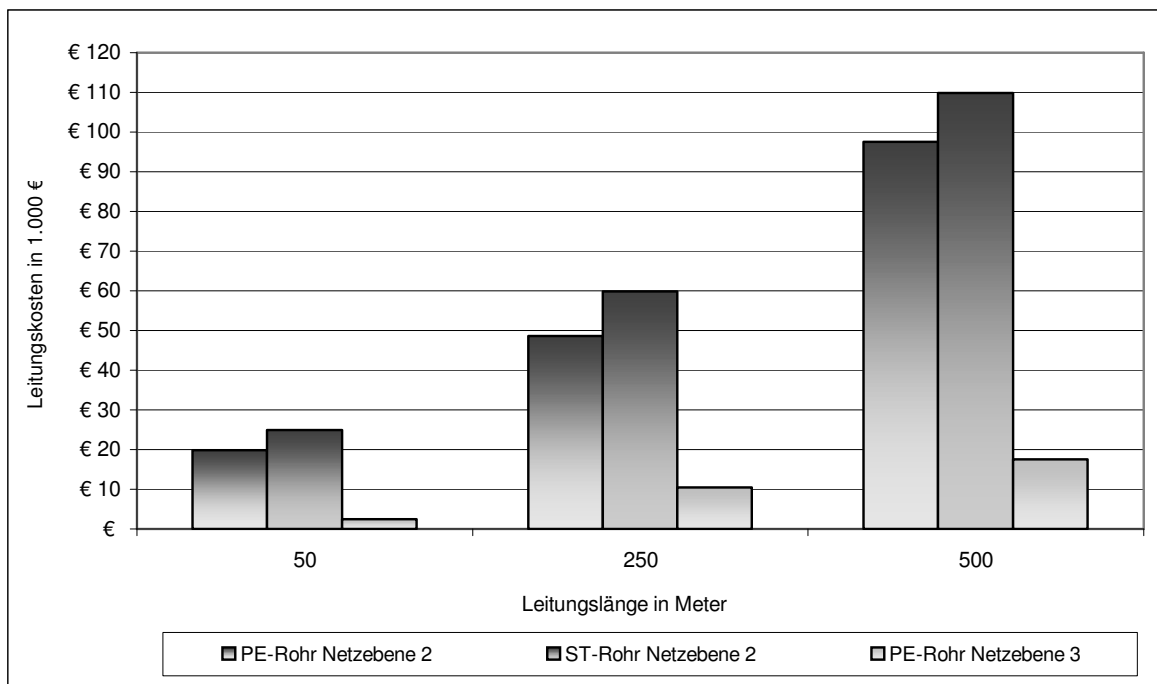


Abbildung 92: Gesamtkostenkalkulation einer Anschlussleitung in Netzebene 2 und 3

Aus Abbildung 92 ist generell ein hoher Kostenunterschied zwischen Netzebene 3 und Netzebene 2 erkennbar. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in den Materialkosten und andererseits in den wesentlich höheren Arbeitsaufwendungen, so muss zB in der Netzebene 2 bei einer Stahlrohrverlegung jede Schweißnaht aus sicherheitstechnischen Gründen eigens geröntgt werden, dafür benötigt man wiederum speziell ausgebildete Arbeitskräfte. In Bezug auf die Netzebene 2 sei nochmals festgehalten, dass nur bis zu einem Einspeisedruck von 10 bar bzw. entsprechender Anordnung der Verdichterstation ein Polyethylenrohr verwendet werden kann, für einen höheren Einspeisedruck muss ein Stahlrohr verwendet werden, dass je Laufmeter um ca. 1/3 teurer ist.

Auffallend ist vor allem auch der deutliche Kostenunterschied zwischen einer Polyethylen-Anschlussleitung in Netzebene 2 (bis 10 bar) und Netzebene 3 (bis 6 bar). Dieser Kostenunterschied hat folgende Gründe:

- Erhöhter Aufwand im Rohrbau und erweiterte Tiefbauarbeiten für Netzebene 2
- PE-Rohre für Netzebene 2 (Hochdruckebene) müssen mit einer aufwendigen Schweissmethode von eigens ausgebildeten Schweisstechnikern zusammengefügt werden
- Bei PE-Leitung in Netzebene 3 können die Verlegearbeiten von konzessionierten Installateuren mittels einfacher Schweisstechnik durchgeführt werden, aufwendige Tiefbauarbeiten fallen nicht an.
- PE-Leitung in Netzebene 2 müssen im Rahmen einer aufwendigen Inbetriebnahme technisch geprüft und abgenommen werden. Es muss ein speziell ausgebildeter Sachverständiger zur sorgfältigen Prüfung der Hochdruckleitung vor Ort bestellt werden, um die Sicherheit für den anschliessenden Betrieb gewährleisten zu können.

- PE-Leitungen in Netzebene 3 können durch den konzessionierten Installateur vor Ort ohne Zuziehung eines Sachverständigen in Betrieb genommen werden.
- Zuletzt wirken sich auch die Anschaffungskosten für die PE-Leitungen selbst in den unterschiedlichen Netzebenen entsprechend auf die Gesamtkosten aus. Ein Preisvergleich von relevanten PE-Rohren für die Netzebene 2 und 3 zeigt, dass ein Rohr für die Ebene 3 um etwa 50% günstiger angeboten wird als ein Rohr für die Netzebene 2 [PIPELIFE 1989].

Somit entfallen bei Verlegung einer PE-Leitung in Netzebene 3 einige Arbeiten und führen zu einer wesentlichen Verbilligung. Unterm Strich fallen daher die Kosten für eine PE-Anschlussleitung in der Netzebene 3 für ein Druckniveau bis 6 bar wesentlich günstiger aus als eine PE-Anschlussleitung in Netzebene 2 bis 10 bar. Dieser Umstand sollte daher bei den Überlegungen zum Bau einer Anschlussleitung entsprechend berücksichtigt werden. Muss hingegen ein Betriebsdruck von mehr als 10 bar in der Anschlussleitung erzielt werden, ist der Verlegung eines Stahlrohres unumgänglich.

Es sei an dieser Stelle aber nochmals erwähnt, dass die hier angeführten Durchschnittskosten auf allgemeinen Annahmen basieren. Weiters wird darauf verwiesen, dass sich diese Durchschnittskosten in der Praxis je nach geologischen Gegebenheiten und technischen Anforderungen unterschiedlich gestalten können. Die ermittelten Kosten können daher nur eine grobe Orientierung bieten, um in weiterer Folge abschätzen zu können, welche Bedeutung die Anschlusskosten im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlage zur Biogas-Netzeinspeisung haben (vgl. Kapitel 6).

### 5.3 Verdichtung und Druckregelung

Grundsätzlich steht das Gas im Fermenter drucklos zur Verfügung. Bei konventionellen Anlagen mit der Nutzung in einem BHKW kommen Verdichter zum Einsatz, die das Gas auf etwa 250 mbar verdichten.

Um das Gas in die verschiedenen Netzebenen einspeisen zu können, sind höhere Verdichtungen notwendig. Auf Netzebene 1 (Fernleitungen durch Regelzonenführer geregelt) muss ein Druck > 70 bar bis 129 bar, Netzebene 2 (Verteilerleitung durch Netzbetreiber geregelt) > 6 bis 70 bar und auf Netzebene 3 (Verteilerleitung durch Netzbetreiber geregelt) muss ein Druck bis 6 bar erreicht bzw. überschritten werden (vgl. Kapitel 5.1.2).

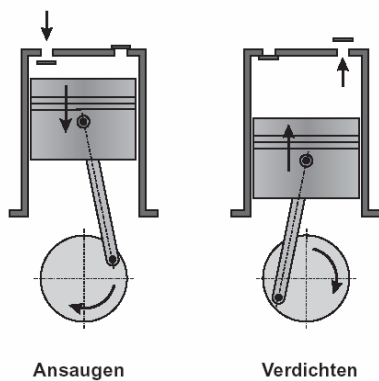
Da der Anschluss für einen Netzbenutzer an die Netzebene 1 nicht umsetzbar ist, wird diese Möglichkeit auch hier nicht weiter betrachtet. Es werden daher nur die Kosten für die Einspeisung in Netzebene 2 und 3 diskutiert.

Das drucklose Rohbiogas steht anschließend nach den verschiedenen Aufbereitungsverfahren mit unterschiedlichen Drücken zur Verfügung (vgl. Kapitel 4). In nachfolgender Tabelle 49 sind die prozessbedingten Druckniveaus der jeweiligen Verfahren angegeben.

Methode	Druckniveau	NE 3	NE 2
biologische Entschwefelung	im mbar-Bereich	x	x
Adsorption an Masse	im mbar-Bereich	x	x
Fällung	im mbar -Bereich	x	x
Entfeuchtung durch Kühlung	im mbar-Bereich	x	x
PSA	5 – 10 bar	✓	x
Druckwasserwäsche	8 bar (nach Entfeuchtung)	✓	x
Niederdruck Membranabsorption	im mbar Bereich	x	x
Gaspermeation	je nach Verfahren 6-90 bar	✓	je nach Verfahren
Kryogene	ca. 2 bar	x	x
Legende:	Verdichtung ausreichend	✓	
	Verdichtung notwendig	x	

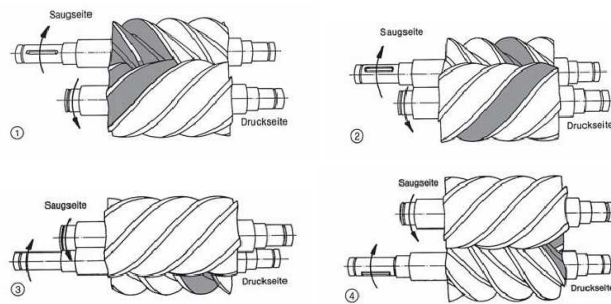
Tabelle 49: Druckniveau der untersuchten Verfahren und Erfordernis für die jeweilige Netzebene.

Als Verdichtertypen können einerseits Schrauben- und andererseits Kolbenkompressor genannt werden. In Abbildung 93 sind die Verdichtungsfunktionen der beiden Typen dargestellt.



Verdichtungsprinzip

Abbildung 93: Darstellung des Verdichtungsprinzips eines Kolbenkompressor und eines Schraubenkompressor (Quelle: www.drucklufttechnik.de)



Ansaugen ( 1 )  
Die Luft tritt durch die Einlassöffnung in die saugseitig offenen Schraubengänge der Rotoren.  
Verdichten ( 2 ) + ( 3 )  
Durch fortschreitende Drehung der Rotoren wird die Lufterlassöffnung verschlossen, das Volumen verkleinert und der Druck erhöht. Während dieses Vorgangs wird Öl eingespritzt.  
Ausströmen ( 4 )  
Die Verdichtung ist beendet. Der Enddruck ist erreicht und das Ausströmen beginnt.

Verdichtungsprinzip

Die Investitionskosten für die Verdichtung hängen im Wesentlichen davon ab, welches Druckniveau erreicht werden muss und in wie vielen Stufen dies realisiert wird. Für eine einstufige Verdichtung auf etwa 10 bar ist mit Investitionskosten in der Höhe von € 30.000 zu rechnen, bei einer zweistufigen Verdichtung auf etwa 50 bar müssen weitere € 70.000 angesetzt werden und bei einer dreistufigen Verdichtung auf 250 bar erhöhen sich die Kosten nochmals um € 130.000 [Gikopoulos 2004]. In Tabelle 50 sind die entsprechenden Investitionskosten dargestellt.

Verdichtungsstufen	Druckniveau	Investitionskosten	Investitionskosten Gesamt
erste Stufe	10 bar	€ 30.000	€ 30.000
zweite Stufe	50 bar	€ 70.000	€ 100.000
dritte Stufe	250 bar	€ 130.000	€ 230.000

Tabelle 50: Investitionskosten für unterschiedliche Verdichtungsstufen für ein Fördervolumen von bis zu 200 m³/h [Gikopoulos 2004]

Da die Herstellerangaben nicht mit den Druckverhältnissen in den verschiedenen Netzebenen zusammenpassen, müssen die Werte für die entsprechende Netzebene interpoliert werden, diese Anpassung wurde in Abbildung 94 dargestellt.

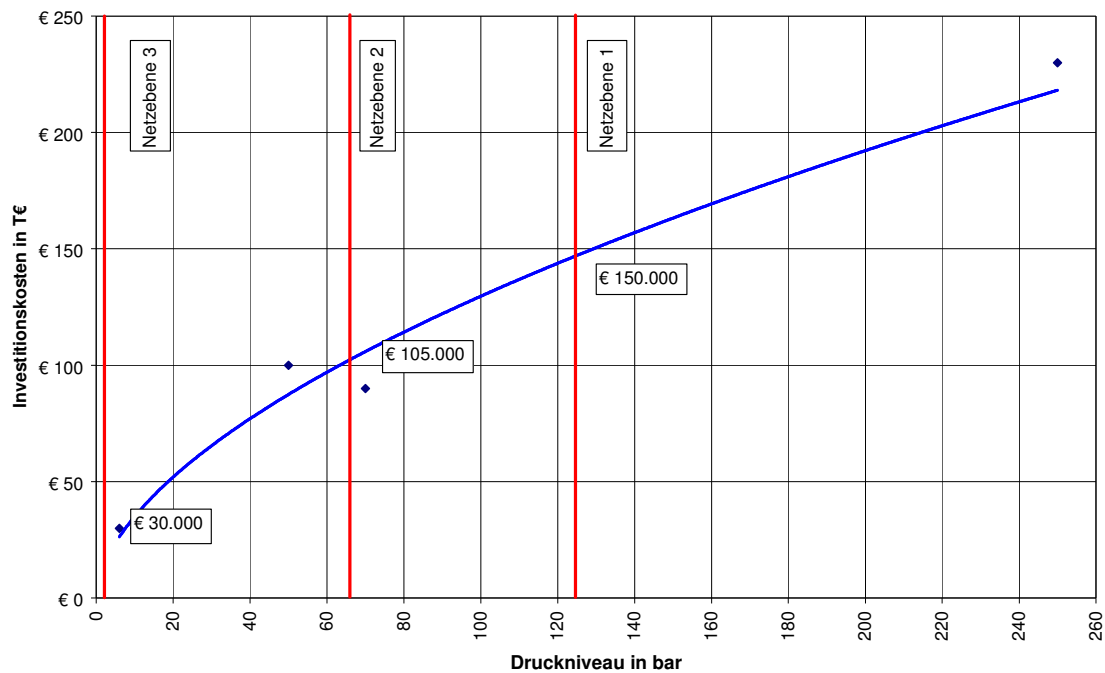


Abbildung 94: Investitionskosten für die Verdichtung auf die verschiedenen Druckstufen der jeweiligen Netzebene [Gikopoulos 2004, Gikopoulos 2005]

Aufgrund der Möglichkeit, dass sich abhängig von der eingesetzten Verdichter-Technologie evtl. Kostensprünge ab bestimmten Druckniveaus ergeben, stellt sich die Frage, ob eine Interpolation der Kosten zulässig ist. Es wurden daher zusätzlich Preise anderer Verdichterhersteller für die Einspeisung in Netzebene 2 (bis 70 bar) und Netzebene 3 (bis 6 bar) eingeholt. Bei einem Vordruck von 10 – 300 mbar und einer Leistung von 150 - 200 m<sup>3</sup>/h ergeben sich bei NE 2 Investitionskosten für einen Kolbenverdichter in der Höhe von € 62.000. Bei der Einspeisung in NE 3 mit einem erforderlichen Vordruck von 10 – 300 mbar betragen die Investitionskosten für einen Schraubenverdichter € 30.000<sup>42</sup> [Gikopoulos 2005]. Die Investitionskosten der Verdichter stimmen für die Netzebene 3 mit € 30.000, bei beiden Angeboten überein. Für die Netzebene 2 variieren sie zwischen € 62.000 zu € 100.000. Für die weitere Berechnung wird mit Investitionskosten zwischen 62.000 und 90.000 € in Abhängigkeit des Fördervolumens gerechnet. Für Netzebene 1 kann die oben angenommene Interpolation zu falschen Kosten führen. Da die Einspeisung in Netzebene 1 ohnehin nicht in Betracht kommt, ist eine genaue Kostenermittlung ohnehin nicht erforderlich.

Die Verdichtungskosten für die Netzeinspeisung setzen sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten (Ersatzteile und Verbrauchsmaterialien wie Schmier- und Kühlöl, Luftfilter, Ölfilter) sowie den Energiekosten (Strom bzw. Treibstoff) und den Kapitalkosten (Zinsen und Tilgung, Abschreibung) zusammen.

<sup>42</sup> Angaben gelten bis 150- 200 m<sup>3</sup>/h, eine Erhöhung der Leistung ist durch die Erhöhung des Vordruckes bzw. der Zuschaltung einer zweiten Linie möglich



Die Betriebskosten für die Verdichter liegen lt. Hersteller für die Netzeben 2 (70 bar) bei ca. 3,4 cent/m<sup>3</sup> für Energie und 1,4 cent/m<sup>3</sup> für Wartung. Für Netzeben 3 (6 bar) belaufen sich Betriebskosten für Energie auf ca. 2,0 cent/m<sup>3</sup> und für Wartung auf 0,9 cent/m<sup>3</sup>.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass bei Schraubenverdichtern mit höheren Anschaffungskosten im Vergleich zu Kolbenverdichtern zu rechnen ist und dass demgegenüber die Wartungskosten bei Schraubenverdichtern im Vergleich zu Kolbenverdichtern geringer sind.

Wie aus Tabelle 7 ersichtlich ist, kann mit einigen Methoden das entsprechende Druckniveau zumindest für NE 3 erreicht werden. Die Kosten für die Verdichtung (Invest und Betrieb) für diese Technologien sind daher schon in den untersuchten Aufbereitungsverfahren berücksichtigt und müssen nicht mehr extra hinzugerechnet werden.

Bei den Technologien die dieses Druckniveau nicht erreichen, bzw. für alle Technologien wenn in NE 2 eingespeist werden soll, sind die Kosten für die Investition und Betrieb der jeweiligen Verdichterstationen zu den Reinigungs- bzw. Aufbereitungsmethoden hinzu zu zählen.

## 5.4 Filter

Um eventuell auftretende Staub- und Partikelteilchen herauszufiltern, welche nach der Reinigungs- bzw. Aufbereitungsstufe in die Leitung gelangen können, ist ein Filter vorgeschrieben. In Abbildung 95 ist das Prinzip eines derartigen Filters dargestellt. In diesem Fall tritt auf der linken Seite das ungefilterte Gas ein und an der rechten Seite wieder aus. Auf beiden Seiten ist am Anschlussstutzen eine Vorrichtung zur Messung angebracht. Über ein Manometer wird ab einem bestimmten Differenzdruck aufgrund der Verstopfung angezeigt, dass der Filters auszutauschen ist.

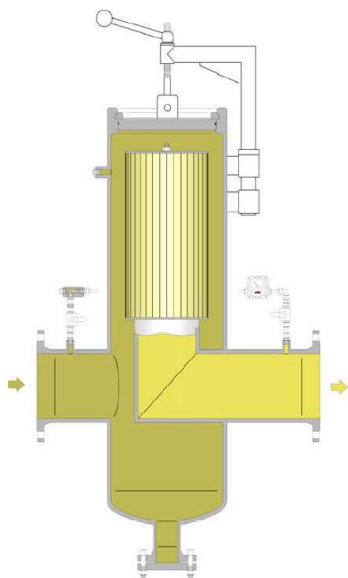


Abbildung 95: Patronen-Feinfilter zur Entfernung von Staub und Partikeln [www.heat.at]

Bei der Ermittlung der Kosten für Filter musste festgestellt werden, dass zwar im Niederdruckbereich bis etwa 6 bar im kleineren Leistungsbereich (angegeben in  $\text{m}^3/\text{h}$ ) Geräte verfügbar sind, bei höheren Durchflüssen in diesem Druckbereich allerdings keine Zahlen verfügbar sind. Für einen Filter im Niederdruckbereich, also bis 6 bar, muss mit Kosten im Bereich von € 200 für etwa  $10 \text{ m}^3/\text{h}$  und € 450 für etwa  $50 \text{ m}^3/\text{h}$  gerechnet werden [Gassler 2005]. Aus anderer Quelle konnte in Erfahrung gebracht werden, dass für  $300 \text{ m}^3/\text{h}$  bei 6 bar mit Kosten in der Höhe von 1.500 € und bei  $700 \text{ m}^3/\text{h}$  mit 1.800 € zu rechnen ist [Roth 2005]. Im Hochdruckbereich um die 70 bar waren Zahlen im geringeren Leistungsbereich ebenfalls nicht ermittelbar. Die Kosten waren beispielsweise in diesem Segment erst ab  $700 \text{ m}^3/\text{h}$  ermittelbar, diese liegen bei ca. 2.000 € [Roth 2005].

Im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlagen sollten die Kosten der Filterung aufgrund der abschätzbaren Größenordnung jedoch eine untergeordnete Rolle spielen.

## 5.5 Messung

Abhängig von der eingespeisten Gasmenge bestehen einschlägige Vorschriften, in welchen Intervallen welche Daten erfasst und an den Netzbetreiber übermittelt werden müssen: Für Einspeiser ab 1 Mio. kWh Brennwertleistung sind diese Vorschriften in der Gasstatistik Verordnung geregelt. Dies ist eine Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art [GST-VO 2002].

Folgende Werte sollten - auch im Hinblick der Verwendung als Zusatzgas und der Vorschreibung von Mischungsverhältnissen – ermittelt werden.

- Volumenstrom<sup>43</sup>
- Brennwert<sup>44</sup>
- Normdichte
- Wobbe-Index
- Methanzahl
- Gasbegleitstoffe nach vereinbarten Intervallen

Unter dem Titel Gasförmige Energieträger gemäß GWG steht unter Tageserhebungen in § 3 (1):

*Jeweils für den Zeitraum von 0 Uhr bis 24 Uhr sind als stündliche Messwerte die Einspeisung von den Erzeugern biogener Gase mit einer jährlichen Einspeismenge von zumindest 1.000.000 kWh jeweils bezogen auf das Vorjahr, zu melden.*

Aus ökonomischen Gründen wird etwa die Installation eines Gaschromatographen, welcher kontinuierlich die Gaszusammensetzung misst, nicht möglich sein. Eine Möglichkeit in der Praxis wäre z.B. dass die Gaszusammensetzung in vereinbarten Intervallen und zusätzlich bei der Veränderung bestimmter Betriebsparameter gemessen wird.

Die Kosten für Turbinenradzähler zur Volumenstrommessung bewegen sich für 10 – 160 m<sup>3</sup>/h bei einem Betriebsdruck bis zu 10 bar bei etwa € 1.600, bis 1000 m<sup>3</sup>/h etwa € 2.900. Im Druckbereich bis zu 100 bar belaufen sich die Kosten für 1000 m<sup>3</sup>/h bei € 6.700 [Franz 2005].

Zur Messung der Komponenten CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> kann ein Mehrkanal-Gasanalysator zur kontinuierlichen oder diskontinuierlichen Messung verwendet werden. Die Kosten für das

---

<sup>43</sup> mittels Balgenzähler, Drehkolbenzähler, Turbinenradzähler oder Ultraschallzähler

<sup>44</sup> In den letzten 100 Jahren haben sich zwei Methoden der Brennwertbestimmung - die klassische Gaskalorimetrie (Verbrennung einer Gasprobe) und die heute hauptsächlich angewandte Gaschromatografie (Berechnung des Brennwertes aus einer Gasanalyse) - in der Praxis durchgesetzt. Zurzeit werden von der Industrie verstärkt neuartige Verfahren und Geräte zur Energie-/Brennwertmessung entwickelt. [www.ptb.de]

Grundgerät inklusive der einzelnen Komponenten zur Gasmessung sind in Tabelle 51 dargestellt.

Gerätgrundpreis	€ 4.280
CH <sub>4</sub> - Analyse (0-100 Vol.% oder 0-100 % UEG)	€ 1.925
H <sub>2</sub> S - Analyse (0-500 ppm oder 0-2000 ppm)	€ 957
O <sub>2</sub> - Analyse (0-21 Vol.%)	€ 828
CO <sub>2</sub> - Analyse (0-50 Vol.%)	€ 1.925
Summe	€ 9.915

Tabelle 51: Kosten für Gasanalyse Gerät [Hager 2004]

Die Standzeit der einzelnen Sensoren ist sehr von den Betriebsbedingungen der Anlage abhängig und kann daher stark schwanken. Die werkseitigen Angaben für den Verbrauch der elektrochemischen Messzellen, ausgedrückt in Standzeiten, werden für O<sub>2</sub> mit 2-5 Jahren, für H<sub>2</sub>S mit 1-4 Jahren angegeben. Da sich die für CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub> eingesetzten Infrarotsensoren nicht verbrauchen, ist mit wesentlich längeren Standzeit zu rechnen. Vom Anlagenhersteller wird empfohlen, dass Gerät einmal im Jahr kalibrieren zu lassen. Die Kosten dafür liegen je nach Standort zwischen € 250 und € 350 [Hager 2004].

## 5.6 Odorierung

Um bei Leckagen das austretende, geruchlose Gas wahrnehmen zu können, muss dem Gas permanent ein Geruchsstoff beigemischt werden. Vorwiegend werden dazu Mercaptane oder THT (Tetrahydrothiophen  $C_4H_8S$ ) verwendet. Die genaue Anwendung ist in der ÖVGW-Richtlinie G79 geregelt. Prinzipiell bestehen zwei unterschiedliche Möglichkeiten das Odormittel beizumengen: es kann über eine Bypass-Anordnung oder eine Einspritzung beigemischt werden.

In Abbildung 96 und Abbildung 97 sind diese beiden Varianten dargestellt. Laut Herstellerfirma kann die Bypass-Odorierung ab einer Anlagengröße von  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  und die Einspritz-Odorierung ab wenigen  $\text{m}^3/\text{h}$  angewendet werden.



Abbildung 96: Bypass-Odorierung [www.heat.at]



Abbildung 97: Einspritz-Odorierung [www.heat.at]

Die Investitionskosten für Odorieranlagen liegen im Bereich zwischen € 10.000 (für Anlagen mit ca.  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ ) und € 30.000 (für Anlagen mit ca.  $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Es muss daher überlegt werden, ob eine Odorierung bei der Einspeisung von Biogas im Bereich von 5 % des Gesamtvolumenstroms überhaupt notwendig ist, da die Wahrnehmung bei austretendem Gas dadurch nur unwesentlich beeinträchtigt würde.

## 5.7 Sicherheitseinrichtung

Ein Sicherheitsabsperrentil dient zur Überwachung und automatischen Unterbrechung des Gasflusses bei Über- und/oder Unterschreitung des voreingestellten Gasdruckes. Verschiedene Ausführungsarten sind in Abbildung 98 dargestellt.



Abbildung 98: Bauarten verschiedener Sicherheitsabsperrentile [www.heat.at](http://www.heat.at)

Die Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) für die oben genannten Komponenten wurden in den Gestehungskosten der Technologien in diesem Kapitel berücksichtigt, soweit sie in den Quellenangaben einkalkuliert waren.

Die Kosten für diese Vorrichtungen liegen im Bereich NE 3 in der Größenordnung ab etwa € 500 bis 1.800 [Gassler 2005] und auf NE 2 zwischen € 1.000 bis € 2.000 [Roth 2005]. Diese Kosten spielen im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlage eine untergeordnete Rolle.

Bei Aufbereitungsverfahren ohne derartige Komponenten werden diese Kosten in weiterer Folge in Kapitel 6 für das jeweilige Szenario eingerechnet.

## 5.8 Durchmischung im Gasnetz aufgrund turbulenter Strömung

Bei der Einspeisung von Biogas ins Gasnetz muss die Mischung von Biogas und Erdgas gewährleistet sein. Je nachdem welche Strömungsverhältnisse in der Rohrleitung herrschen müssen entsprechende Vorkehrungen zur Gewährleistung der Durchmischung getroffen werden, dabei ist zwischen laminarer und turbulenter Rohrströmung zu unterscheiden. Bei einer laminaren Strömung bewegen sich die einzelnen Flüssigkeitsteilchen<sup>45</sup> mit konstanter Geschwindigkeit in Schichten, die sich nicht vermischen, durch das Rohr. Die turbulente Strömung ist dagegen eine instationäre Strömung, bei der die Flüssigkeitsteilchen nach allen Seiten von ihrer nur noch im Mittel geradlinig stromabwärts führenden Bahn abweichen. Benachbarte Schichten verwirbeln sich und die Strömung wird stärker vermischt. Der Umschlagpunkt zwischen laminarer und turbulenter Strömung hängt von der Strömungsgeschwindigkeit ( $u$ ), vom Rohrdurchmesser ( $d$ ) und der kinematischen Viskosität ( $\nu$ ) ab und kann durch die Reynoldszahl beschrieben werden. Die Viskosität ist eine Stoffkonstante, die aber auch von Temperatur und Druck abhängig ist. [Becker 1993]

$$\text{Re} = \frac{u * d}{\nu}$$

Eine laminare Rohrströmung tritt dann auf, wenn die Reynoldszahl ( $\text{Re}$ ) einem kritischen Wert ( $\text{Re}_{\text{krit}} \approx 2300$ ) nicht übersteigt. Ist Reynoldszahl größer als dieser Wert ist, dann tritt mit sehr großer Wahrscheinlichkeit turbulente Strömung auf. [Becker 1993]

Tritt in der Gasleitung turbulente Strömung auf, dann kommt es nach kurzer Zeit selbständig zu einer guten Durchmischung von Biogas und Erdgas.

Die kinematische Viskosität für Methan bei 0 °C beträgt 14,3 mm<sup>2</sup>/s [Hütte 2000], damit ergibt sich bei einem Rohrdurchmesser von 50 mm und einem Durchfluss von 170 m<sup>3</sup>/h eine Reynoldszahl von 83000, in diesem Fall wird sich eine turbulente Rohrströmung ausbilden. Unter sonst gleichen Bedingungen ergibt sich erst bei einem Durchfluss unter ca. 4 m<sup>3</sup>/h eine laminare Rohrströmung.

---

<sup>45</sup> Luft und andere Gase können als gute Näherung als Newtonsche Flüssigkeit betrachtet werden. [Becker 1993]

## 5.9 Anschlusskosten für Netzebene 2 und Netzebene 3

Zur Ermittlung der gesamten Anschlusskosten müssen nun die Kosten für Anschlussleitung und Übernahme (Verdichter, Filterung, Odorierung) summiert werden. Das Druckniveau und die Anlagengröße haben dabei einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten der verschiedenen Komponenten. Die Rohrleitungslänge bis zur Einspeisung in das bestehende Gasnetz wurde in diesen Betrachtungen nun einheitlich mit 250 m angenommen. Die Änderung der Investitionskosten der Rohrleitung in Abhängigkeit der Durchflussmenge wurde bei der vorliegenden Berechnung nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten durch den Energieverbrauch und die notwendige Wartung der Verdichter wurden berücksichtigt.

Bei der Einspeisung auf Netzebene 2 (Betriebsdruck 70 bar) wurde ein Stahlrohr und die in den vorangegangenen Kapitel angeführten Komponenten (Verdichter, Filter, Mengenmessung, Gaskomponentenmessung und Sicherheitseinrichtung) in der Berechnung berücksichtigt. Für die Einspeisung auf Netzebene 3 wurde die Kosten für ein Polyethylenrohr und die vorher genannten Komponenten berücksichtigt.

Die spezifischen Anschlusskosten, um Biogas in verschiedenen Netzebenen einspeisen zu können, sind in Abbildung 99 in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität dargestellt. Die Anschlusskosten sind ohne und mit Odorierung angegeben, dabei wirken sich die Investitionskosten einer Odorierung, insbesondere für große Anlagen, wenig auf die Anschlusskosten aus und sollen in die weiteren Betrachtungen nicht mehr einfließen.

Für die Einspeisung auf Netzebene 3 fallen geringere Anschlusskosten an, diese geringeren Kosten resultieren in erster Linie aus den geringeren Betriebskosten der Verdichter und den geringeren Investitionskosten für Verdichter und Anschlussleitung. Eine Methananreicherung des Biogases und eine dadurch bedingte Reduktion des Gasvolumens wirkt sich sehr stark auf die Anschlusskosten aus, dieser Umstand soll erst in Zusammenhang mit den Aufbereitungstechnologien weiter betrachtet werden.



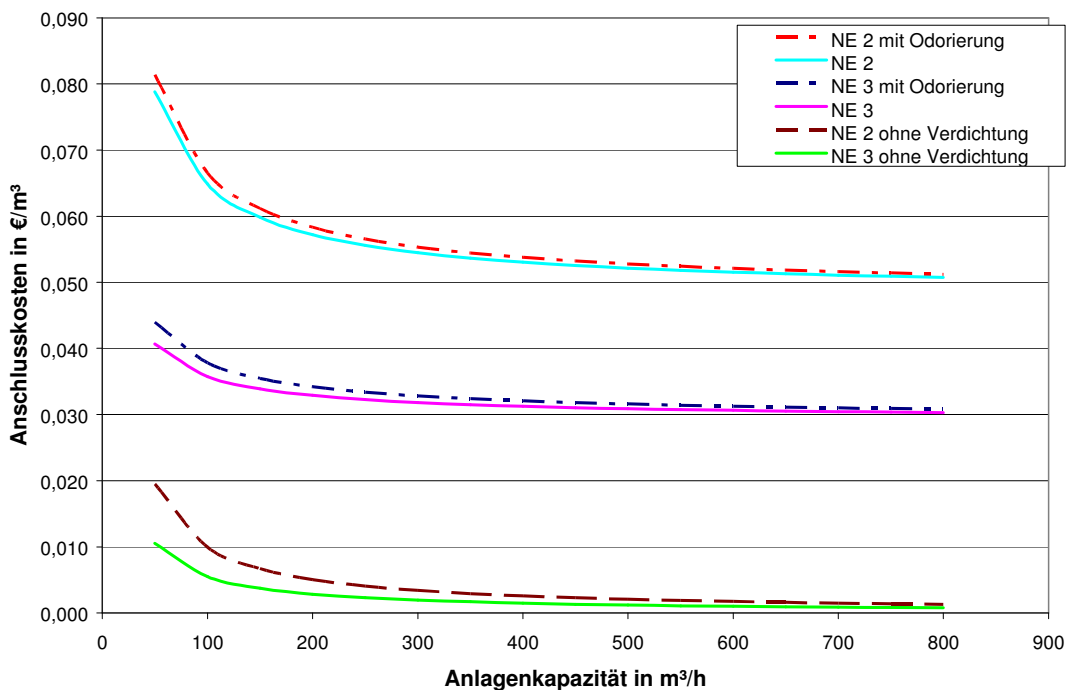


Abbildung 99: Spezifische Anschlusskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität bei einer Leitungslänge von 250 m

Wie Abbildung 99 zeigt, sind die spezifischen Anschlusskosten für Netzebene 2 mit 5,1 bis 7,9 €cent/m<sup>3</sup> fast doppelt so hoch wie für einen Anschluss an Netzebene 3 (3 bis 4 €cent/m<sup>3</sup>). Die deutlichen Kostenunterschiede ergeben sich durch die höheren Kosten für Stahlleitung und Verdichter, die in Netzebene 2 für einen Betriebsdruck von knapp über 70 bar geeignet sein müssen. Den wichtigsten Faktor für die Anschlusskosten stellen aber die Betriebskosten für die Verdichtung dar. Der Anteil der Betriebskosten an den gesamten Kosten pro Jahr ist in Abbildung 101 dargestellt, diese bestehen zum Großteil aus den Betriebskosten für die Verdichtung. Ist keine Verdichtung des Biogases erforderlich sinken die Betriebskosten sehr stark und betragen bei einer Anlage mit 100 m<sup>3</sup>/h nur noch ca. 1 €cent/m<sup>3</sup>. Dieser Fall könnte dann eintreten, wenn zur Methananreicherung die Druckwechseladsorption, die Druckwasserwäsche oder die Gaspermeation eingesetzt wird. (siehe Tabelle 49)

Bei der Anlagenkonzeption ist zu berücksichtigen, dass die absoluten Anschlusskosten nicht nur vom Betriebsdruck sondern auch entscheidend 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. Da sich der Markt für derartige Anlagenkomponenten noch stark in Entwicklung befindet, sollte berücksichtigt werden, dass die angegebenen Kosten nur Richtwerte für die Größenordnung sein können. Die tatsächliche kostenmäßige Anlagenoptimierung kann nur auf Basis konkreter, verhandelter Preisangebote erfolgen.

In Abbildung 100 ist beispielhaft für Netzebene 2 und Netzebene 3 für den Anlagenbereich zwischen 150 –200 m<sup>3</sup>/h die Aufteilung der Anschlusskosten bei einer Leitungslänge von 250 Meter dargestellt.

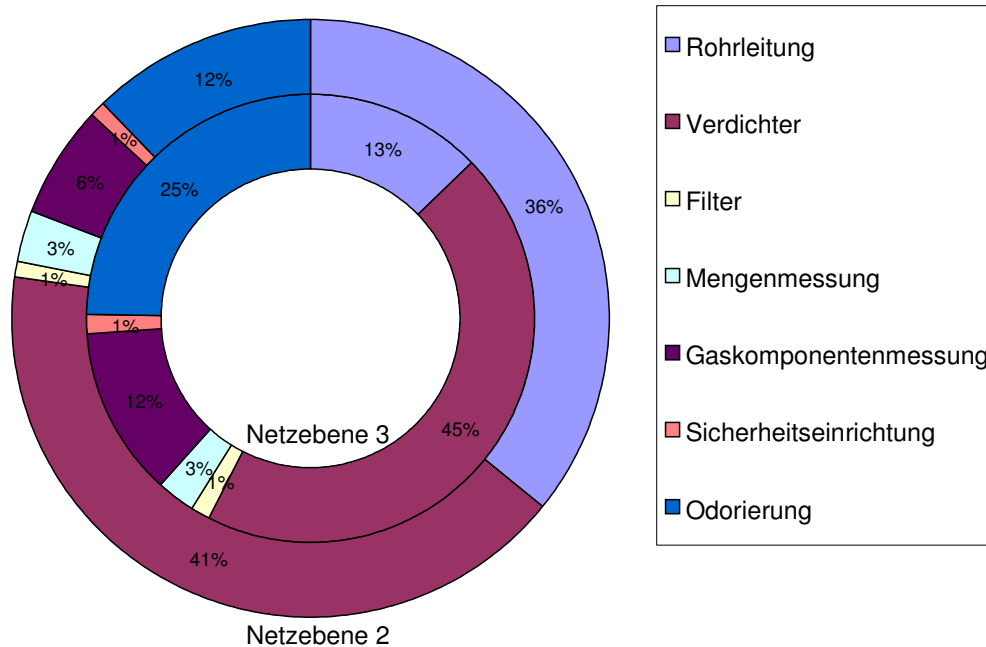


Abbildung 100: Anteil der Komponenten (Rohrleitung, Verdichtung, Odorierung, Messung, Filterung und Sicherheitseinrichtung) an den Investitionskosten unterteilt nach Netzebene 2 und 3

Aus Abbildung 100 ist ersichtlich, dass die Druckerhöhung auf NE 3 Kosten in der Höhe von 45 % verursacht, bei der NE 2 betragen diese 41 %. Die Odorierung mit 25 % für NE 3 und 12 % für NE 2 fällt durch einen extrem hohen Kostenfaktor in anbetracht der Gesamtkosten auf. Dabei ist zu hinterfragen, ob dieser Kostenfaktor nicht überhaupt wegfallen könnte. Einerseits ist das Erdgas ohnehin mit Geruchsstoffen versetzt, wodurch im Falle des Zusatzgases eine zusätzliche Odorierung des Biogases entfallen könnte. Andererseits könnte durch sinnvollere Maßnahmen wie etwa eine höhere Odorierung des Erdgases dieser Kostenfaktor wegfallen. Da die Messung des Volumenstroms mittels Turbinenradzähler und der Gaszusammensetzung (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) durch ein Gasanalysegerät fixe Kosten darstellen, fallen diese bei der Berücksichtigung in NE 3 mit 12 % mehr ins Gewicht als mit 6 % bei NE 2. Filterung und Sicherheitseinrichtung haben mit jeweils 1% auf NE 3 und NE 2 einen unwesentlichen Einfluss auf die Investition.

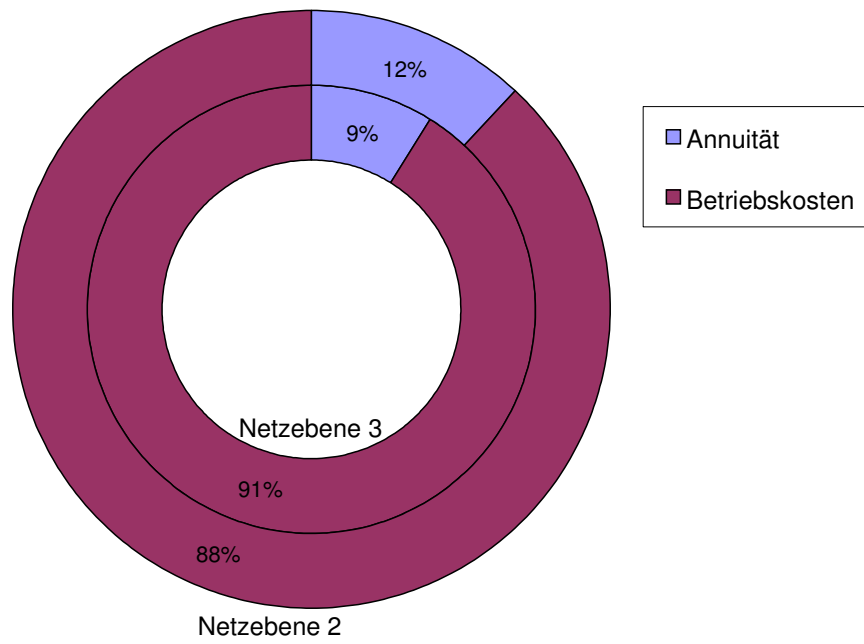


Abbildung 101: Kosten pro Jahr aufgeteilt in Betriebskosten und Kosten aus dem Kapitaleinsatz (Annuität) unterteilt nach Netzebene 2 und 3

## 5.10 Resümee, Zusammenfassung

Die Anschlusskosten umfassen die Investitionskosten für:

- Leitung
- Verdichtung und Druckregelung
- Filterung
- Messung
- Odorierung
- Sicherheitseinrichtung

sowie die

- Betriebskosten für die Anlage.

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

- Einspeisung in Netzebene 2 (max. 70 bar) oder Netzebene 3 (max. 6bar) (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 Netzebenen 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 der 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. Die Kostenanteile der Komponenten Verdichtung, Odorierung, Messung, Filterung und Sicherheitseinrichtung, unterteilt nach Netzebene 2 und 3 sind in Abbildung 100 dargestellt.

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 höheren 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 99. Die ermittelten Kosten gelten für eine Anschlussleitung von 250 Meter. Die Kostenunterschiede mit und ohne Odorierung sind vergleichsweise gering.

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 102 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.

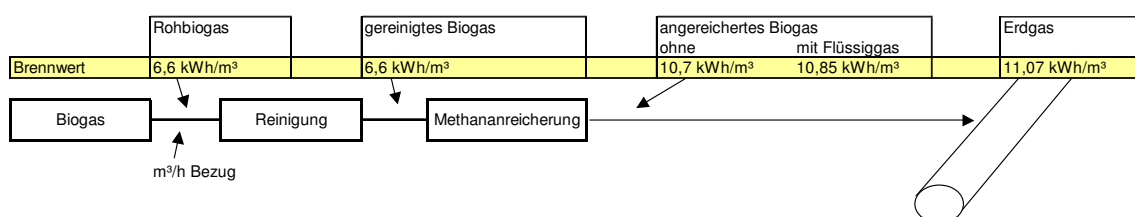


Abbildung 102: Brennwerte im Verlauf der Gesteherung, Reinigung und Methananreicherung von Biogas sowie von Erdgas im Gasnetz.

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.

## 6.1 Vergleich der Gestehungskosten

Die Kosten der Produktion von Rohbiogas aus nachwachsenden Rohstoffen (NAWARO) und Kofermenten sind in Abbildung 103 dargestellt. Die Gestehungskosten von nachwachsenden Rohstoffen liegen mit 2,5 bis 4,5 €/kWh (abhängig von der Größe der Anlage) um 0,7 bis 1 €cent/kWh über den Kosten von Kofermenten. Zum Vergleich ist auch die Größenordnung der Erfassungskosten von Deponiegas angegeben, diese betragen in etwa 0,7 €cent/kWh und können im eingezeichneten Bereich als unabhängig von der Anlagengröße betrachtet werden. (Siehe Ausführungen in Kapitel 3.) Für die Berechnung wurde Deponiegas mit einem Brennwert von 5,5 kWh/m<sup>3</sup> angenommen. Im Weiteren wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Gestehungskosten von Deponie- und Klärgas aufgrund der technischen Notwendigkeit im Klärprozess bzw. der rechtlichen Vorschriften im Deponiegasbereich mit null angesetzt werden können.

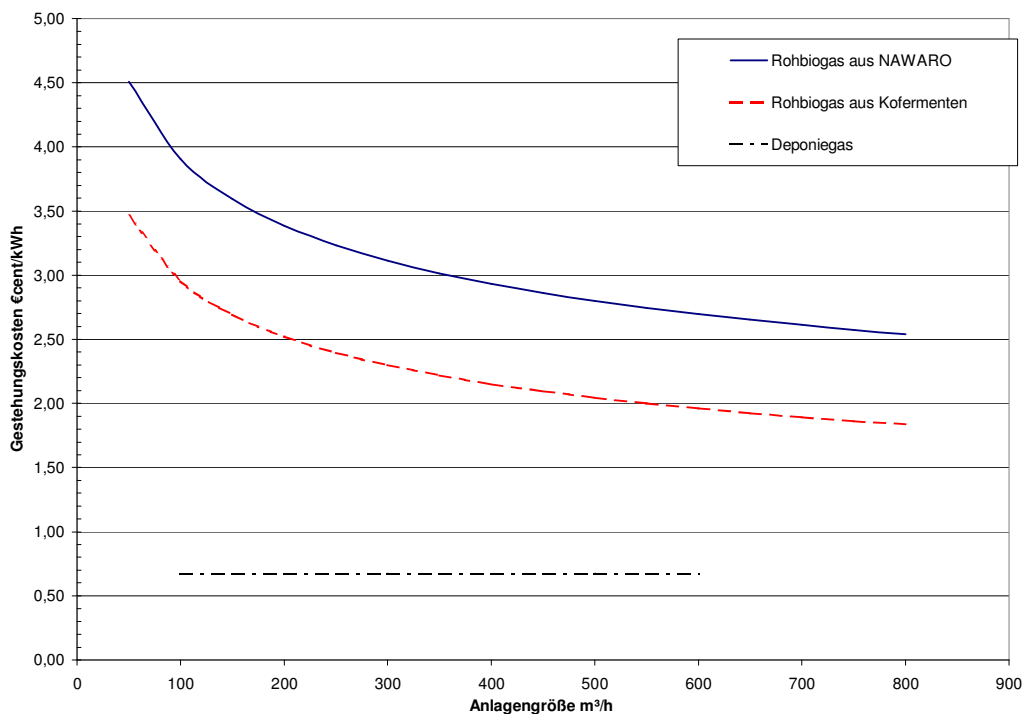


Abbildung 103: Kostenübersicht für die Gestehungskosten in Abhängigkeit von den Rohstoffen

Die Gestehungskosten für eine Anlage mit einer Kapazität von 300 m<sup>3</sup>/h betragen für den Produktion aus nachwachsenden Rohstoffen 3,1 €cent/kWh, bei der Produktion aus Kofermenten ca. 2,3 €cent/kWh.



## 6.2 Vergleich der Aufbereitungskosten

Es werden nun die Aufbereitungskosten betrachtet. Dies muss anhand unterschiedlicher Verfahrenskombinationen erfolgen, da insbesondere bei den Reinigungsverfahren nicht alle Verfahren miteinander kombiniert werden können.

Es werden die Kosten verschiedenen Verfahrenskombinationen für zwei unterschiedliche Eingangsqualitäten sowie für drei unterschiedliche Ausgangsqualitäten ermittelt. Die unterschiedlichen Ausgangsqualitäten entsprechen den drei möglichen Einspeisearten des Biogases: entweder als Zusatzgas mit natürlichem Methangehalt, das dem Erdgas in geringen Mengen (max 25 %, vgl. Kapitel 2) zugemischt wird, als teilweise angereichertes Zusatzgas mit einem Methangehalt von >90 % oder als Austauschgas, das den Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 entspricht und in beliebiger Menge Erdgas beigemischt werden oder es vollständig ersetzen kann.

Bei der chemischen Zusammensetzung des Rohbiogases, also der Eingangsqualität, wurden in der Praxis typisch auftretende Werte angesetzt. Bei Biogas wird ein Methananteil von 60 %, Schwefelwasserstoff von bis zu 200 ppm und Wasserdampf-gesättigtes Gas den Kostenbetrachtungen zugrunde gelegt, wie es etwa aus der Vergärung von NAWARO stammen könnte. Bei Klär- und Deponiegas wurde von einem Methananteil von 50 % und einem Schwefelwasserstoffgehalt von 1000 ppm ausgegangen.

Die in der nachstehenden Tabelle 52 angeführten Qualitäts- und Verfahrenskombinationen wurden für praktische Anwendungen als sinnvoll erachtet und werden in 7 Szenarien diskutiert. Für diese 7 Szenarien wurde eine Auswahl an Verfahrensschritten getroffen, die nachfolgend erläutert werden soll.

Eingangsqualität	Gestehung	Reinigung					Methananreicherung		Ausgangsqualität
		H <sub>2</sub> S (Bio)	H <sub>2</sub> S (Eisen)	H <sub>2</sub> S und H <sub>2</sub> O (Aktivkohle)	H <sub>2</sub> O (Kühlung)	H <sub>2</sub> O (TEG)	PSA / DWW / ND-MEMB ohne Flüssiggasdosierung	PSA / DWW / ND-MEMB mit Flüssiggasdosierung	
NAWARO	Verfahren I	✓		✓					Zusatzgas
NAWARO	Verfahren II	✓			✓				Zusatzgas
NAWARO	Verfahren III		✓	✓					Zusatzgas
NAWARO	Verfahren IV	✓				✓			Zusatzgas
NAWARO	Verfahren V							✓	Austauschgas
NAWARO	Verfahren VI						✓		angereichertes Zusatzgas
Klär- Deponiegas	Verfahren VII						✓		angereichertes Zusatzgas

Tabelle 52: Qualitäts- und Verfahrenskombinationen zur Ermittlung der Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung

Die in Tabelle 52 erstellte Variantenauswahl wurde unter dem Aspekt getroffen, dass das größte Potenzial im Bereich der nachwachsenden Rohstoffe liegt, Kofermente als Quelle für die Biogaserzeugung werden nicht genauer betrachtet. Biogas aus Kofermenten ist aufgrund höherer Gaserträge und üblicherweise erzielter Entsorgungserlöse kostengünstiger, die Gesteungskosten dieser Biogasquelle sind aber wegen der beschränkten Potenziale und möglicher Preiskorrekturen (wenn keine langfristigen Verträge für die Entsorgung erreichbar sind) mittel bis langfristig nicht abschätzbar.

Für die Einspeisung von Deponie- und Klärgas wird aufgrund der Verunreinigungen eine ausschließliche Reinigung nicht betrachtet. In diesen Gasquellen können in stärkerem Ausmaß schädliche Gasbegleitstoffe auftreten, als dies in den anderen Biogasquellen (NAWARO und Kofermente) der Fall ist. Es wird davon ausgegangen, dass mit den Methoden der Methananreicherung (durch Absorption bei der DWW und Adsorption bei der PSA-Technologie) diese Gasbegleitstoffe hinreichend entfernt werden. Da für Synthesegas aufgrund der Neuartigkeit dieser Technologie keine Gesteungskosten für Rohbiogas vorliegen, kann diese Variante nicht in die weitere Betrachtung einfließen.

Bei der Gasentschwefelung wurde die externe biologische Entschwefelung kostenmäßig erfasst und hier als mögliche Variante berücksichtigt. Die ermittelte Methode der biologischen Entschwefelung mittels Lufteinblasung in den Fermenter (intern) wurde aufgrund der beschriebenen Probleme (wenig kontrollierbare Entschwefelung auf schlechtem Niveau, Eintrag von Stickstoff aus der Luft) als nicht praxistauglich bewertet und daher nicht berücksichtigt. Die Gasentschwefelung mittels Adsorption an Masse wurde aufgrund der häufigen Anwendung im Bereich des Kläranlagenbaus und der damit verbundenen Erfahrungen berücksichtigt. Ebenso wird die adsorptive Entschwefelung mittels Aktivkohle berücksichtigt. Die Fällung mit Eisensalzen wurde, wie bereits erwähnt, aufgrund der ökologischen Probleme (Fällmittel gelangt mit dem Gärrest in die Umwelt) nicht weiter verfolgt.

Bei der Gastrocknung konnten für die Varianten Membrantechnik und Tiefkühltechnik sowie der Entfeuchtung mittels Kalziumchlorid zwar technische Daten erhoben, aber keine detaillierten Daten der Kosten über verschiedene Anlagengrößen in Erfahrung gebracht werden. Aus diesem Grund stehen für die Gesamtkostenermittlung vorerst nur die Varianten Entfeuchtung des Biogases mittels Kondensation, Triethylenglykol sowie mittels Aktivkohle zur Verfügung.

Bei der Methananreicherung wurden die Methoden der Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb, der Gaswäsche und der Niederdruck Membranabsorption berücksichtigt. Für die Gaspermeation mittels Membranen sowie der kryogenen Gastrennung konnten keine genaueren Daten hinsichtlich Verfahrenskosten ermittelt werden. Bei der Druckwasserwäsche, der PSA und der Membran Technologie wurde aufgrund der minimalen Unterschiede bei den erhobenen Kosten typische durchschnittliche Verfahrenskosten angesetzt.

## 6.2.1 Verfahrenskombinationen bei der Reinigung

### 6.2.1.1 Verfahren I, Biogas als Zusatzgas, biologische Entschwefelung und Aktivkohle

Beim ersten betrachteten Verfahren wird Rohbiogas aus NAWARO als Zusatzgas aufbereitet. Es erfolgt eine Reinigung des Gases, aber keine Methananreicherung.

Mit biologischer Entschwefelung wird der H<sub>2</sub>S-Gehalt auf 100 - 200 ppm gesenkt, eine anschließende Feinstreinigung mittels Aktivkohle senkt die H<sub>2</sub>S-Konzentration im Reingas auf unter 1 ppm. Zusätzlich werden durch die Aktivkohle auch andere Gasbegleitstoffe adsorbiert und das Gas wird entfeuchtet, der Taupunkt des Biogases kann dadurch auf 5° C bei Umgebungsdruck abgesenkt werden. Da keine Methananreicherung durchgeführt wird, ändern sich Methan-, CO<sub>2</sub>-Gehalt und Brennwert nicht. Die Gasqualitäten vor und nach der Aufbereitung sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

	Rohbiogas aus NAWARO	Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	<200 ppm	< 1 ppm
H <sub>2</sub> O	gesättigt	Taupunkt 5° C 1.000 mbar
CH <sub>4</sub>	60 %	60 %
CO <sub>2</sub>	Rest	Rest
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	6,6 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 53: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren I

Biogas mit dieser Ausgangsqualität kann gemäß der in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ durchgeführten Analysen mit einem Anteil von bis zu 5,6 % ins Gasnetz eingespeist werden, ohne beim Verbraucher die Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 zu verletzen (ausgenommen CO<sub>2</sub>). Bei Senkung der brenntechnischen Grenzwerte um etwa 8 % kann der Anteil auf 25 % erhöht werden.

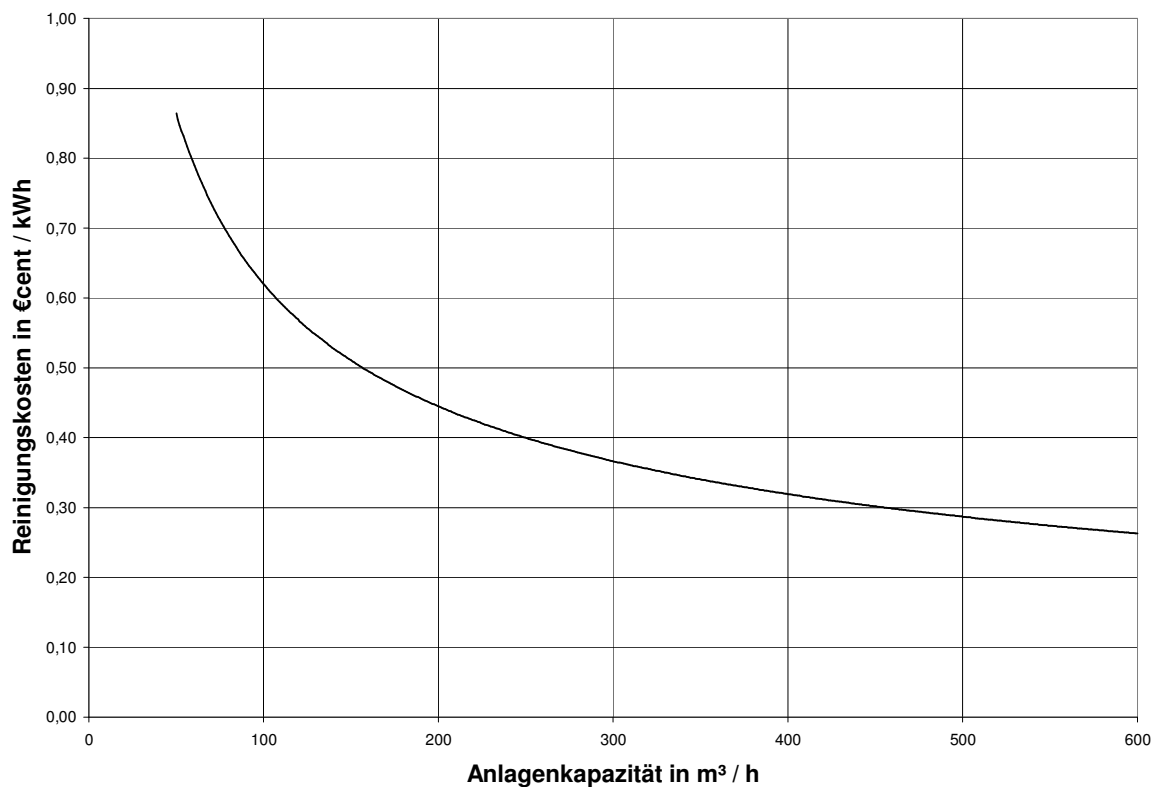


Abbildung 104: Reinigungskosten Verfahren I, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels Aktivkohle.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Reinigungskosten (ohne Gesteungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 0,36 ¢cent/kWh.

### 6.2.1.2 Verfahren II, Biogas als Zusatzgas, biologische Entschwefelung und Kondensation

Beim zweiten betrachteten Verfahren wird ebenfalls Rohbiogas aus NAWARO als Zusatzgas aufbereitet. Es erfolgt eine Reinigung des Gases, aber keine Methananreicherung.

Das Biogas wird durch biologische Entschwefelung auf 10 ppm H<sub>2</sub>S sowie mit einer Entfeuchtung mittels Kondensation auf einen Taupunkt 5° C gebracht. Eine Feinstreinigung mittels Aktivkohle ist in dieser Variante nicht vorgesehen. Bei einer optimistischen Annahme einiger Hersteller könnte eine Reingaskonzentration von < 10 ppm erreicht werden. Andere Gasbegleitstoffe (Partikel) müssen über einen Filter abgetrennt werden.

Da keine Methananreicherung durchgeführt wird, ändern sich Methan-, CO<sub>2</sub>-Gehalte und Brennwert wiederum nicht. Die Gasqualitäten vor und nach der Aufbereitung sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

	Rohbiogas	Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	<200 ppm	< 10 ppm (optimistische Annahme)
H <sub>2</sub> O	gesättigt	Taupunkt 4-10 °C 1.000 mbar
CH <sub>4</sub>	60 %	60 %
CO <sub>2</sub>	< 40 %	< 40 %
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	6,6 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 54: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren II

Biogas mit dieser Ausgangsqualität kann gemäß der in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ durchgeführten Analysen mit einem Anteil von bis zu 5,6 % ins Gasnetz eingespeist werden, ohne beim Verbraucher die Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 zu verletzen (ausgenommen CO<sub>2</sub>). Bei Senkung der brenntechnischen Grenzwerte um etwa 8 % kann der Anteil auf 25 % erhöht werden.

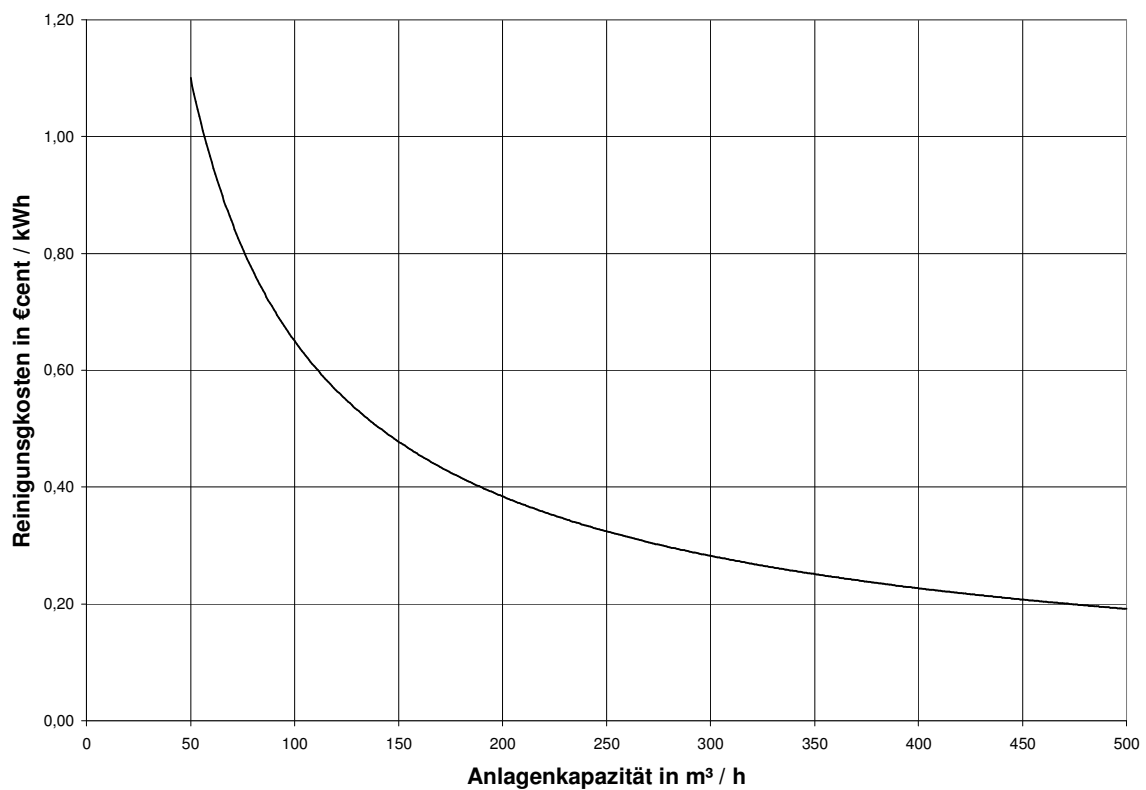


Abbildung 105: Reinigungskosten Verfahren II, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels Kühlung.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Reinigungskosten (ohne Gesteungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 0,28 €cent/kWh.

### 6.2.1.3 Verfahren III, Biogas als Zusatzgas, Adsorption an Masse und Aktivkohle

Beim diesem Verfahren wird ebenfalls Rohbiogas aus NAWARO als Zusatzgas aufbereitet. Es erfolgt eine Reinigung des Gases, aber keine Methananreicherung.

Durch die Adsorption an Masse erhält man einen Schwefelgehalt unter 1 ppm. Mittels Aktivkohle kann eine Entfeuchtung bis auf einen Taupunkt von 5° C und eine Entschwefelung stattfinden. Die Feinstreinigung des Schwefels mit der Aktivkohle verursacht wahrscheinlich geringere Kosten, diese Kostenreduktion wurde in dieser Variante nicht berücksichtigt. Eine Schwefelkonzentration im Reingas von < 1 ppm kann jedenfalls erreicht werden, auch andere Gasbegleitstoffe können durch die Aktivkohle adsorbiert werden.

	Rohbiogas aus NAWARO	Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	<200 ppm	< 1 ppm
H <sub>2</sub> O	Gesättigt	Taupunkt 5° C 1.000 mbar
CH <sub>4</sub>	60 %	60 %
CO <sub>2</sub>	< 40 %	< 40 %
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	6,6 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 55: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren III

Wie bei Verfahren I und II kann Biogas mit dieser Ausgangsqualität bei Senkung der brenntechnischen Grenzwerte um etwa 8 % gegenüber ÖVGW G31 mit einem Anteil von bis zu 25 % in das Gasnetz eingespeist werden.

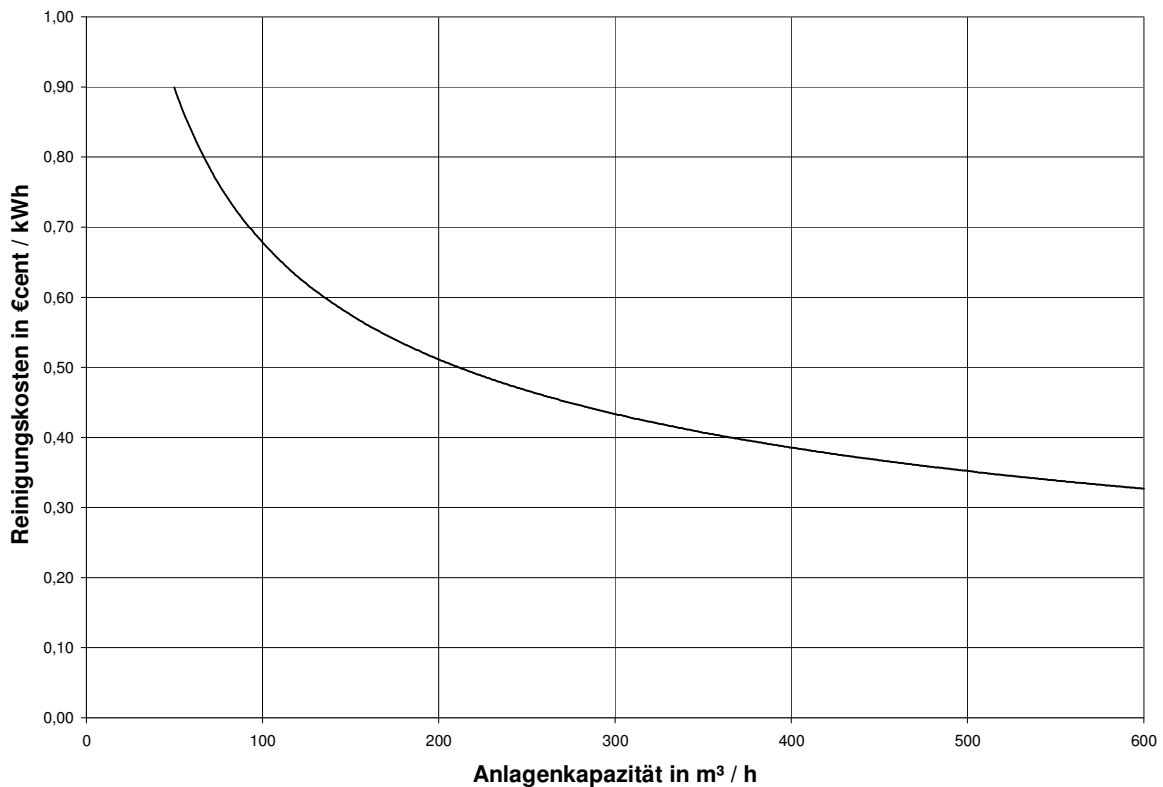


Abbildung 106: Reinigungskosten Verfahren III, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels Entschwefelung durch Adsorption an Masse und Entfeuchtung mittels Aktivkohle.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Reinigungskosten (ohne Gestehungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 0,43 €cent/kWh.

#### 6.2.1.4 Verfahren IV, Biogas als Zusatzgas, biologische Entschwefelung und TEG

Beim vierten Verfahren wird ebenfalls Rohbiogas aus NAWARO als Zusatzgas aufbereitet. Es erfolgt eine Reinigung des Gases, aber keine Methananreicherung.

Durch die Behandlung mittels biologischer Entschwefelung wird der Schwefelgehalt auf 100 - 200 ppm gebracht. Mit der Entfeuchtung mittels TEG ist ein Taupunkt von unter 10° C erreichbar. Eine Änderung des CO<sub>2</sub> - Gehaltes wird nicht erreicht. Andere Gasbegleitstoffe müssten durch die Installation eines Aktivkohlefilters adsorbiert werden.

	Rohbiogas aus NAWARO	Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	<200 ppm	100-200 ppm
H <sub>2</sub> O	gesättigt	Taupunkt 10° C 1.000 mbar
CH <sub>4</sub>	60 %	60 %
CO <sub>2</sub>	< 40 %	< 40 %
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	6,6 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 56: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren IV

Biogas mit dieser Ausgangsqualität kann gemäß der in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ durchgeführten Analysen mit einem Anteil von ca. 3 % ins Gasnetz eingespeist werden, ohne beim Verbraucher die Qualitätsanforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 zu verletzen. Die limitierende Komponente ist dabei der H<sub>2</sub>S-Anteil von 100 ppm im Biogas, beträgt der H<sub>2</sub>S Gehalt 200 ppm dann können nur mehr 1,5 % Biogas eingespeist werden.

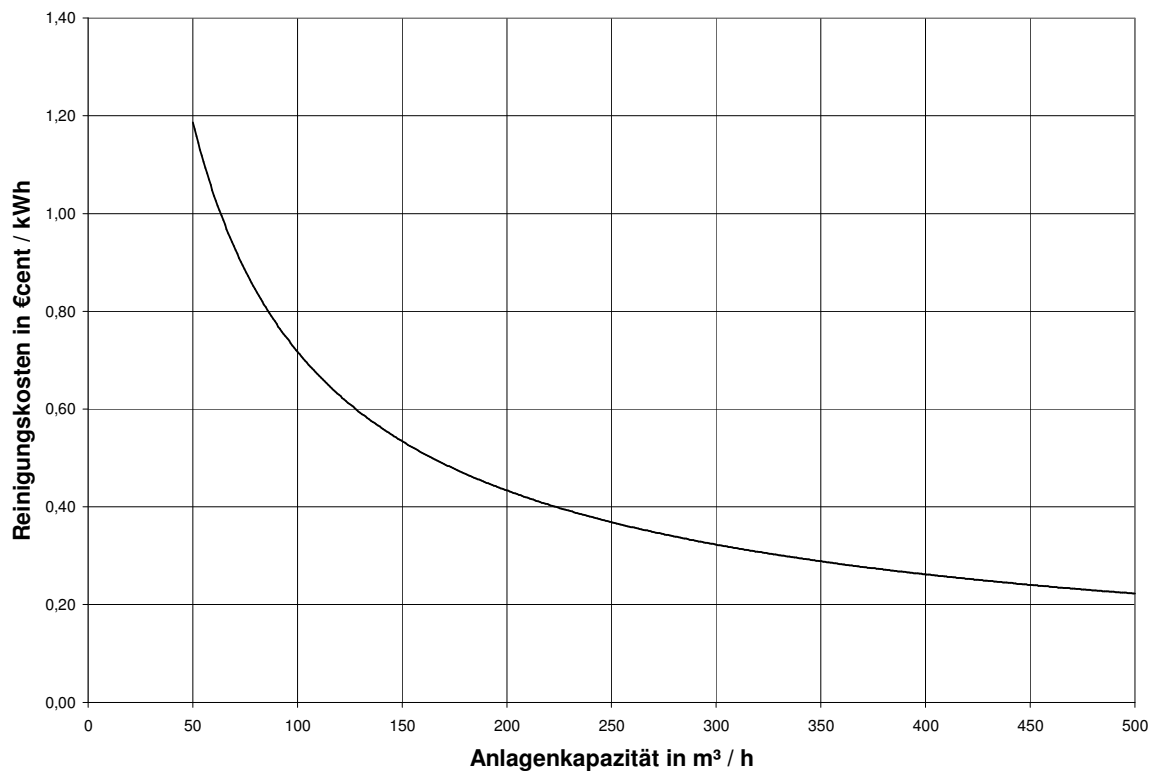


Abbildung 107: Reinigungskosten Verfahren IV, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels TEG.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Reinigungskosten (ohne Gesteungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 0,32 €cent/kWh.



### 6.2.1.5 Verfahren V, Biogas als Austauschgas, Methananreicherung einschließlich Flüssiggasbeimischung

Beim fünften Verfahren wird Rohbiogas aus NAWARO als Austauschgas aufbereitet, es erfolgt eine Methananreicherung des Gases und der Zusatz von Flüssiggas.

Wie in Kapitel 3 erwähnt, wurden wegen der geringen Kostenunterschiede der verschiedenen Methananreicherungstechnologien (Druckwasserwäsche, PSA und Niederdruck Membran Technologie) typischen Kosten für die Aufbereitung betrachtet. Die Kosten in Abbildung 108 umfassen die Kosten für Reduktion des CO<sub>2</sub>-, H<sub>2</sub>S- und H<sub>2</sub>O-Gehaltes sowie die Kosten für den Zusatz von Flüssiggas.

Bei diesem Verfahren werden bei den Gasbegleitstoffen und dem Brennwert die Anforderungen der ÖVGW G 31 erfüllt. Der Brennwert von 10,85 kWh/m<sup>3</sup> entspricht exakt der unteren Grenze für die Einspeisung entsprechend den Sonstigen Marktregeln. In den Sonstigen Marktregeln ist für die Regelzone Ost einen Brennwert von 11,07 (+/- 2%) festgelegt.

	Rohbiogas aus NAWARO	Austauschgas
H <sub>2</sub> S	<100 ppm	<3 ppm
H <sub>2</sub> O	gesättigt	- 8 °C bei 8 bar
CH <sub>4</sub>	60 %	95,63 %
CO <sub>2</sub>	< 40 %	<2 %
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	10,85 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 57: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Austauschgas, Verfahren V

Biogas mit dieser Ausgangsqualität entspricht den Qualitätsanforderungen der ÖVGW G31 und kann als Austauschgas zu 100 % Erdgas substituieren.

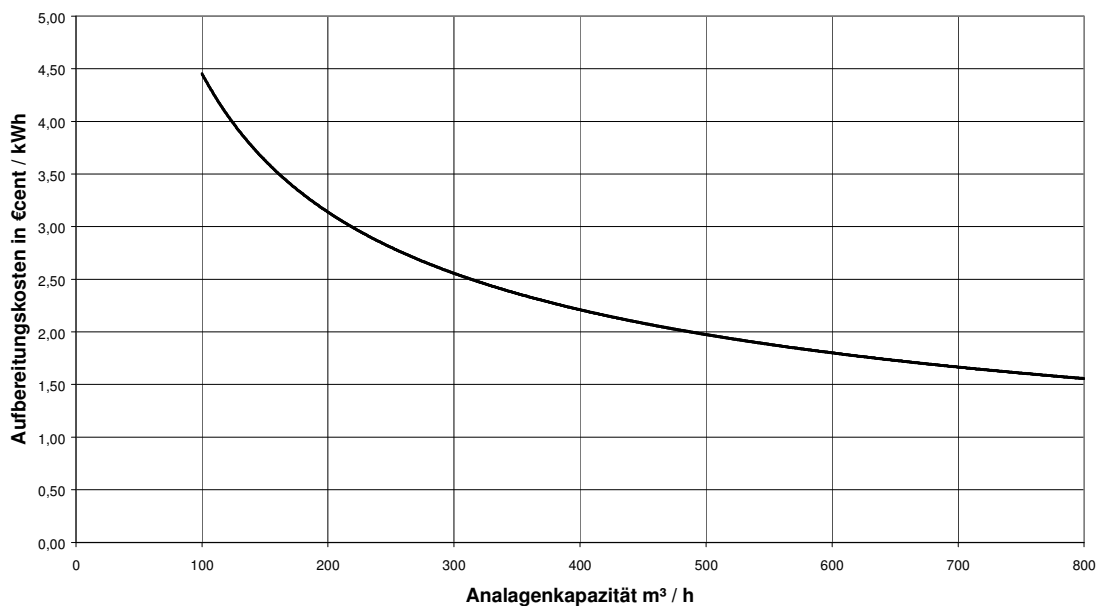


Abbildung 108: Aufbereitungskosten Verfahren V, Biogas (aus NAWARO) als Austauschgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA, ND-Memb mit Flüssiggas.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Aufbereitungskosten (ohne Gesteuerungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 2,56 ¢cent/kWh.

#### 6.2.1.6 Verfahren VI, Biogas als angereichertes Zusatzgas, Methananreicherung ohne Flüssiggasbeimischung

Bei diesem Verfahren wird Rohbiogas aus NAWARO als sogenanntes „angereichertes Zusatzgas“ aufbereitet, es erfolgt eine Methananreicherung des Gases. Zum Unterschied zu Verfahren V wird hier auf die Zudosierung von Flüssiggases verzichtet. Dadurch entfallen die Investitionskosten für die Dosieranlage sowie Betriebskosten für das Flüssiggas.

Die erreichte Gasqualität ist in Tabelle 58 dargestellt, diese entsprechen knapp nicht den Anforderungen der ÖVGW G31 bzw. den Anforderungen der Sonstigen Marktregeln die für die Regelzone Ost einen Brennwert von 11,07 (+/- 2%) kWh/m<sup>3</sup> festlegen.

	Rohbiogas aus NAWARO	Angereichertes Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	<100 ppm	<3 ppm
H <sub>2</sub> O	gesättigt	- 8°C bei 40 bar
CH <sub>4</sub>	60 %	> 90 %
CO <sub>2</sub>	< 40 %	< 10 %
Brennwert	6,6 kWh/m <sup>3</sup>	> 10,0 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 58: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als angereichertes Zusatzgas, Verfahren VI

Biogas mit dieser Ausgangsqualität kann gemäß der in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ durchgeführten Analysen mit einem Anteil von bis zu 25 % in das Gasnetz eingespeist werden, ohne die brenntechnischen Anforderungen der ÖVGW G31 zu verletzen. Bei geringfügiger Absenkung der brenntechnischen Grenzen um ca 8 % kann angereichertes Zusatzgas zu 100 % Erdgas ersetzen.

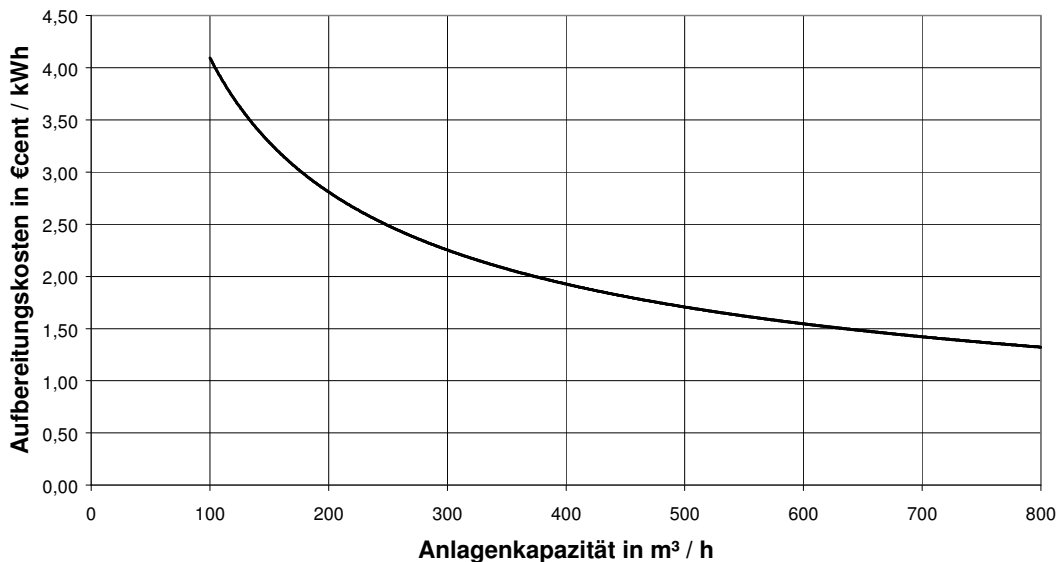


Abbildung 109: Aufbereitungskosten Verfahren VI, Biogas (aus NAWARO) als angereichertes Zusatzgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA, ND-Memb ohne Flüssiggas.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Aufbereitungskosten (ohne Gestehungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 2,25 €cent/kWh.

### 6.2.1.7 Verfahren VII, Deponie- oder Klärgas als angereichertes Zusatzgas, Methananreicherung ohne Flüssiggasbeimischung

Bei diesem Verfahren wird Rohbiogas aus Deponien zu „angereichertem Zusatzgas“ aufbereitet, dabei erfolgt eine Methananreicherung des Gases, jedoch keine Flüssiggasbeimischung.

Die erreichte Gasqualität ist in Tabelle 58 dargestellt, sie liegt in der Regel knapp unter den Anforderungen der diese entspricht den Anforderungen der ÖVGW G 31 bzw. den Anforderungen der Sonstigen Marktregeln, die für die Regelzone Ost einen Brennwert von 11,07 (+/- 2%) kWh/m<sup>3</sup> festlegen.

	Deponie- oder Klärgas	Angereichertes Zusatzgas
H <sub>2</sub> S	typ. bis 1000 ppm (oder mehr)	< 3 ppm
H <sub>2</sub> O	Gesättigt	- 8°C bei 40 bar
CH <sub>4</sub>	50 %	> 90 %
CO <sub>2</sub>	< 50 %	< 10 %
Brennwert	5,5 kWh/m <sup>3</sup>	> 10,0 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 59: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Deponiebiogas als angereichertes Zusatzgas, Verfahren VI

Biogas mit dieser Ausgangsqualität kann gemäß der in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ durchgeführten Analysen mit einem Anteil von bis zu 25 % in das Gasnetz eingespeist werden, ohne die brenntechnischen Anforderungen der ÖVGW G31 zu verletzen. Bei geringfügiger Absenkung der brenntechnischen Grenzen um ca 8 % kann angereichertes Zusatzgas zu 100 % Erdgas ersetzen.

Wie in den vorherigen Kapiteln erwähnt, sind in diesen beiden Gaskategorien die unterschiedlichsten (teilweise schädigende) Spurenstoffe vorhanden. Besonders im Deponiegas finden sich zahlreiche, den menschlichen Organismus schädigende Substanzen. Eine Reinigung von Klär- und Deponiegas muss daher mit entsprechender Sorgfalt durchgeführt werden.

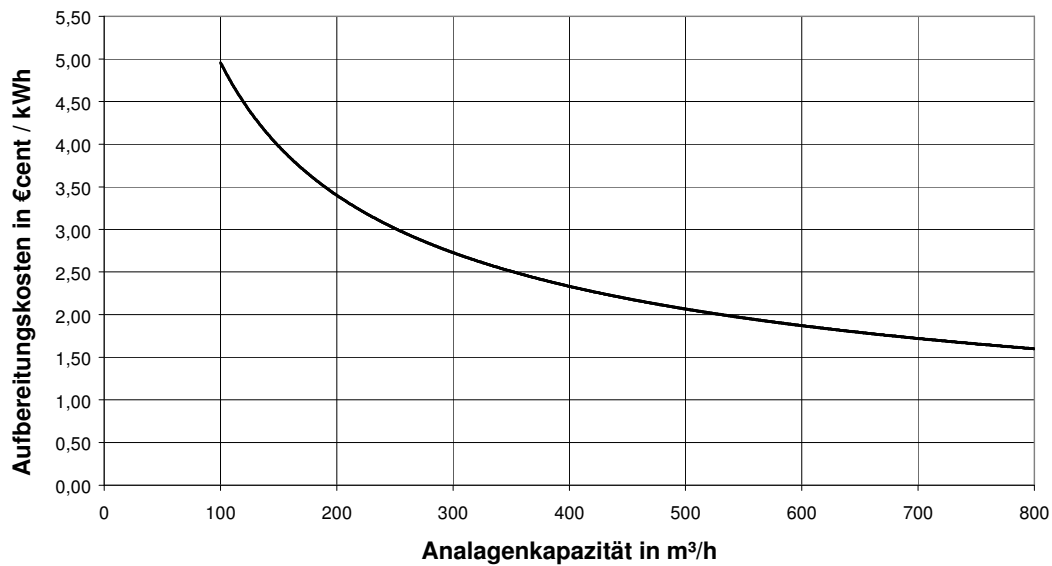


Abbildung 110: Aufbereitungskosten Verfahren VII, Deponiegas als angereichertes Zusatzgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA oder ND-Memb ohne Flüssiggas.

Für eine Anlage mit einer Größe von 300 m<sup>3</sup>/h belaufen sich die Aufbereitungskosten (ohne Gesteuerungskosten und Anschlusskosten) auf etwa 2,73 €cent/kWh.

## 6.2.2 Typische Reinigungskosten

Die verschiedenen Reinigungsverfahren verursachen, wie die vorangegangene Diskussion der Verfahrenskosten gezeigt hat, sehr ähnliche Kosten. Daher werden nun, um die weiteren Kostenbetrachtungen zu vereinfachen, typische Reinigungskosten ermittelt.

Die Reinigungskosten variieren für die Verfahren I bis IV für eine Anlage mit 300 m<sup>3</sup>/h im Bereich zwischen 0,28 und 0,43 €cent/kWh. Die typischen Reinigungskosten betragen für diese Anlagengröße somit etwa 0,35 €cent/kWh. Die Kosten der Reinigungsverfahren und die typischen Reinigungskosten sind in Abbildung 111 dargestellt.

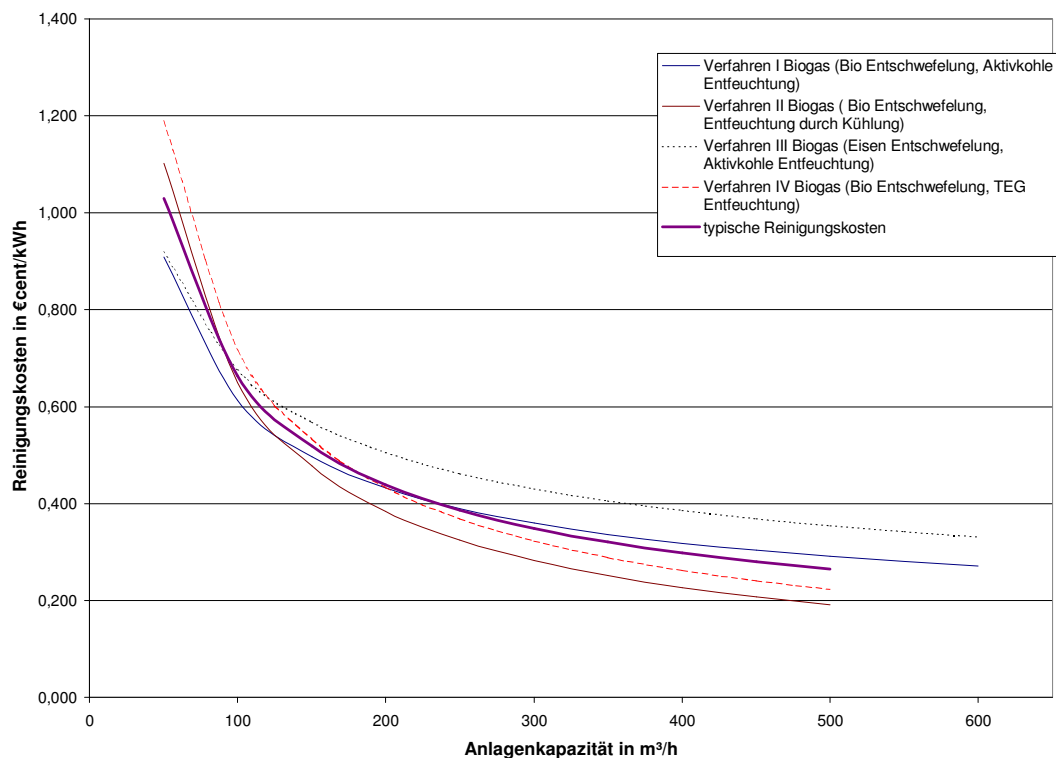


Abbildung 111: Reinigungskosten von Rohbiogas in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Die Reinigungskosten für Verfahren I liegen bei Anlagenkapazitäten unter 250 m<sup>3</sup>/h unter den typischen Reinigungskosten, bei größeren Anlagen knapp darüber. Verfahren II verursacht bei Anlagen über 100 m<sup>3</sup>/h niedrigere Kosten, liefert aber auch gereinigtes Biogas mit geringerer Qualität als Verfahren I. Verfahren III liefert gegenüber Verfahren I vergleichbare Qualitäten, verursacht aber höhere Kosten. Es ist aber zu berücksichtigen, dass sich diese Kosten möglicherweise durch die geringere H<sub>2</sub>S-Abscheidung in der Aktivkohle noch verringern können. Mit dem Verfahren IV wird eine niedrigere Qualität des Reingases erreicht, die Reinigungskosten liegen auch unter den typischen Reinigungskosten.

## 6.3 Vergleich der Anschlusskosten

In diesem Kapitel sollen die Kosten der Einspeisung in die verschiedenen Netzebenen nochmals verglichen werden. Eine ausführliche Analyse der Anschlusskosten erfolgte bereits im gleichnamigen Kapitel.

Netzebene 2 (NE 2) ist durch den hohen Druck (bis 70 bar) und höhere Durchflussmengen gekennzeichnet, bei der Einspeisung in dieser Ebene können Vermischungseffekte ausgenutzt werden. Es können große Mengen Biogas als Zusatzgas eingespeist werden, durch die Vermischung mit Erdgas kann das Mischgas, auch bei niedrigerer Biogasqualität, die vorgeschriebenen Qualitätsanforderungen leichter erfüllen.

In der Netzebene 3 (NE 3) sind die Durchflussmengen und der Druck geringer, auf dieser Ebene können keine großen Mengen an Zusatzgas eingespeist werden. Damit bei der Einspeisung in NE 3 größere Mengen an Biogas eingespeist werden können, kann eine Methananreicherung des Biogases sinnvoll sein. Beim betrachteten Szenario wurde eine Anschlussleitung von 250 m unterstellt. Der maximale Betriebsdruck in NE 2 soll 70 bar betragen und in NE 3 6 bar. Für die Darstellung der Anschlusskosten bezogen auf den Brennwert wurde von Rohbiogas aus NAWARO mit einem Brennwert von 6,6 kWh/m<sup>3</sup> ausgegangen.

Für die Einspeisung in Netzebene 3 fallen geringere Anschlusskosten an. Diese geringeren Kosten resultieren aus den niedrigeren Investitionskosten für den Verdichter und den niedrigeren Kosten für die Anschlussleitung. Dieser Kostenunterschied ist in Abbildung 112 zu erkennen und beträgt für eine Rohbiogasmenge von 300 m<sup>3</sup>/h ca. 0,33 €cent/kWh (Kurve NE 2 und NE 3). Wird das CO<sub>2</sub> aus dem Biogas abgeschieden (eine Methananreicherung durchgeführt), dann sinken die Betriebskosten der Verdichteranlage, da weniger Fördermenge anfällt. Zudem sinken die Investitionskosten, da eine kleinere Anlage benötigt wird. Diese Kostenreduktion beläuft sich bei einer Anlage mit einer Produktionskapazität von 300 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas (ca. 180 m<sup>3</sup>/h angereichertes Biogas) auf ca. 0,2 und 0,3 €cent/kWh.

Für kleine Anlagenkapazitäten steigen, insbesondere beim Anschluss an NE 2, die Anschlusskosten sehr stark an. Bei einer Anlagenkapazität von 300 m<sup>3</sup>/h betragen die Anschlusskosten für Zusatzgas auf Netzebene 2 0,8 €cent/kWh, bei der Einspeisung von angereichertem Zusatzgas in Netzebene 3 fallen Anschlusskosten 0,3 €cent/kWh an. Wie schon in Kapitel 5 erwähnt, machen die Verdichtungskosten einen sehr großen Teil der Anschlusskosten aus. Die Anschlusskosten ohne Verdichtung betragen für NE 3 zwischen 0,007 und 0,1 €cent/kWh (Abbildung 112) für die NE 2 zwischen 0,02 und 0,3 €cent/kWh. Für Aufbereitungsverfahren, bei denen das Reingas auf hohem Druckniveau anfällt, kann mit diesen niedrigen Anschlusskosten gerechnet werden, die Kosten für die Druckerhöhung ist dann schon in den Aufbereitungskosten enthalten. Für die Einspeisung auf NE 3 betrifft dies die Methananreicherung mittels Druckwechseladsorption und Druckwasserwäsche. Die Gaspermeation liefert Gas auf einem Druckniveau mit dem auch in NE 2 ohne zusätzliche Druckerhöhung eingespeist werden kann.

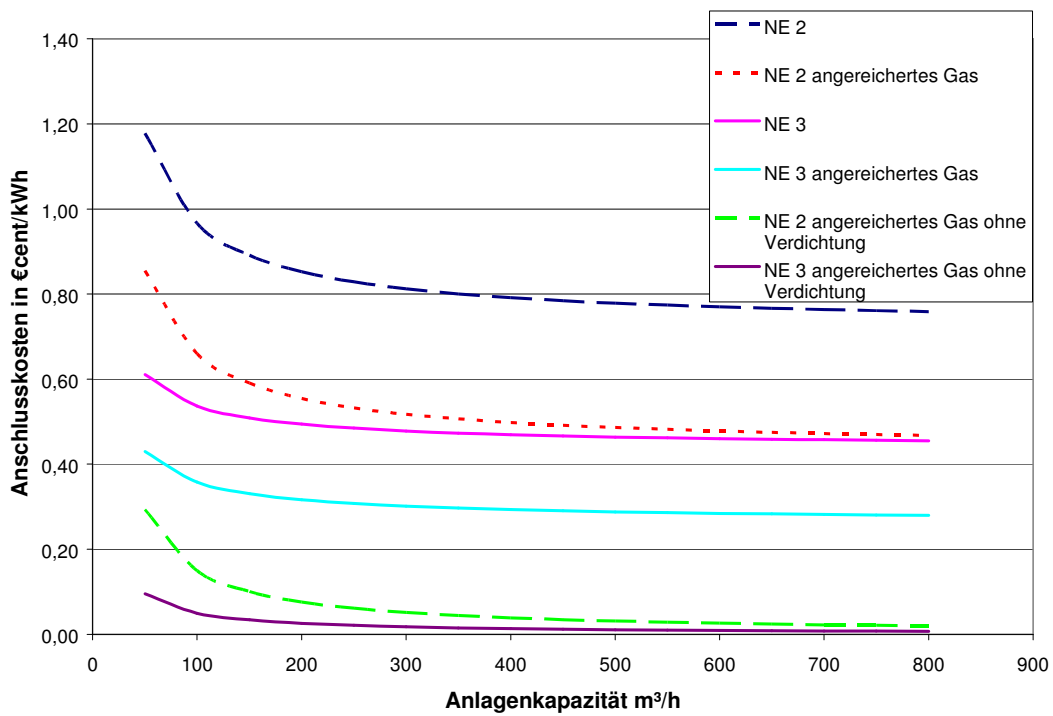


Abbildung 112: Anschlusskosten Netzebene 2 und Netzebene 3 bei einer Leitungslänge von 250 Metern und einem max. Betriebsdruck von 70 bar (NE 2) bez. 6 bar (NE 3) bezogen auf die Anlagenkapazität für die Rohbiogasmenge



## 6.4 Vergleich der Gesamtkosten

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

Es werden die folgenden Varianten betrachtet, wobei für jede dieser vier Varianten unterschiedliche Gestehungskosten für Biogas aus NAWARO, Koferment bzw. Deponie- und Klärgas als Parameter berücksichtigt werden.

- 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

Die Einspeisung von Austauschgas und angereichertem Zusatzgas in Netzebene 2 wird als nicht sinnvoll erachtet, da damit die Vermischungseffekte im Gasnetz und die damit verbundenen Kostenvorteile nicht genutzt werden. Diese Einspeisevariante ist in

Zusammenhang mit der Gaspermeation interessant (Variante BD), da für dieses Aufbereitungsverfahren noch keine Daten zur Verfügung stehen, wird sie in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

### 6.4.1 Gesamtkosten mit Rohbiogas aus NAWARO

In Abbildung 113 sind die Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen angegeben. Die Reinigung des Rohbiogases und anschließende Einspeisung auf Netzebene 2 ist günstiger, als die Einspeisung von angereichertem Biogas oder die Einspeisung von Austauschgas auf niedrigem Druckniveau. Bei der Variante BB und BC (Methananreicherung mittels PSA oder DWW) steht das Biogas auf einem Druckniveau zur Verfügung das für die Einspeisung in NE 3 geeignet ist. Die Gesamtkosten dieser Varianten sind daher, bei gleichen Aufbereitungskosten, geringer als die Gesamtkosten der Aufbereitung mit ND-Membran (Variante BB oder CB). Tabelle 60 zeigt die Gesamtkosten für ausgewählte Anlagengrößen auf. Die Einspeisung von Zusatzgas in NE 3 hat die geringsten Gesamtkosten.

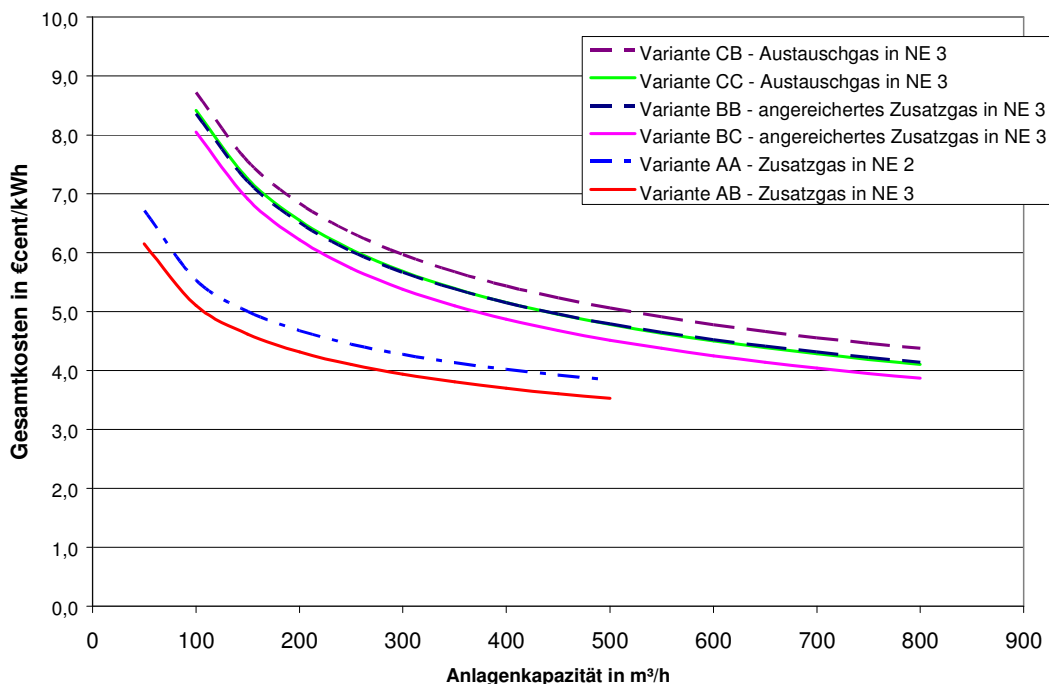


Abbildung 113: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus NAWARO

Wie in Tabelle 60 zu sehen ist, ist bei kleinen Anlagen die Einspeisung von angereichertem Zusatzgas in NE 3 um 1,8 €/cent/kWh teurer als die Einspeisung von Zusatzgas in NE 2. Bei einer Anlagengröße von 500 m³/h beträgt die Differenz nur mehr 0,1 €/cent/kWh. Bei kleinen Anlagen sind die Kostendifferenzen zwischen der ausschließlichen Reinigung und der

Reinigung inkl. Methananreicherung größer als bei Anlagen mit großer Kapazität, dies kommt durch die stärkere Kostensteigerung der Aufbereitungstechnologien zustande

		100 m <sup>3</sup> /h	300 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	800 m <sup>3</sup> /h
Variante AA – Zusatzgas in NE2	€/cent/kWh	5,5	4,3	3,8	-
Variante AB – Zusatzgas in NE3	€/cent/kWh	5,1	3,9	3,5	-
Variante BB – angereichertes Zusatzgas in NE3	€/cent/kWh	8,4	5,7	4,8	4,1
Variante BC- angereichertes Zusatzgas in NE 3	€/cent/kWh	8,1	5,4	4,5	3,9
Variante CB- Austauschgas in NE3	€/cent/kWh	8,7	6	5	4,4
Variante CC- Austauschgas in NE3	€/cent/kWh	8,4	5,7	4,8	4,1

Tabelle 60: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus NAWARO

#### 6.4.2 Gesamtkosten mit Rohbiogas aus KOFERMENTEN

In Abbildung 114 sind die Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus Kofermenten angegeben. Die Gesamtkosten sinken wegen der geringeren Gestehungskosten um 0,7 bis 1 €/cent/kWh. Bei der Reinigung und Methanaufbereitung wurden keine Kostenunterschiede gegenüber der Aufbereitung von Rohbiogas aus nachwachsenden Rohstoffen unterstellt. Da es bei der Biogasproduktion aus Kofermenten aber zu unterschiedlichen Gaszusammensetzungen kommen kann, können in der Praxis die Aufbereitungskosten durchaus abweichen.

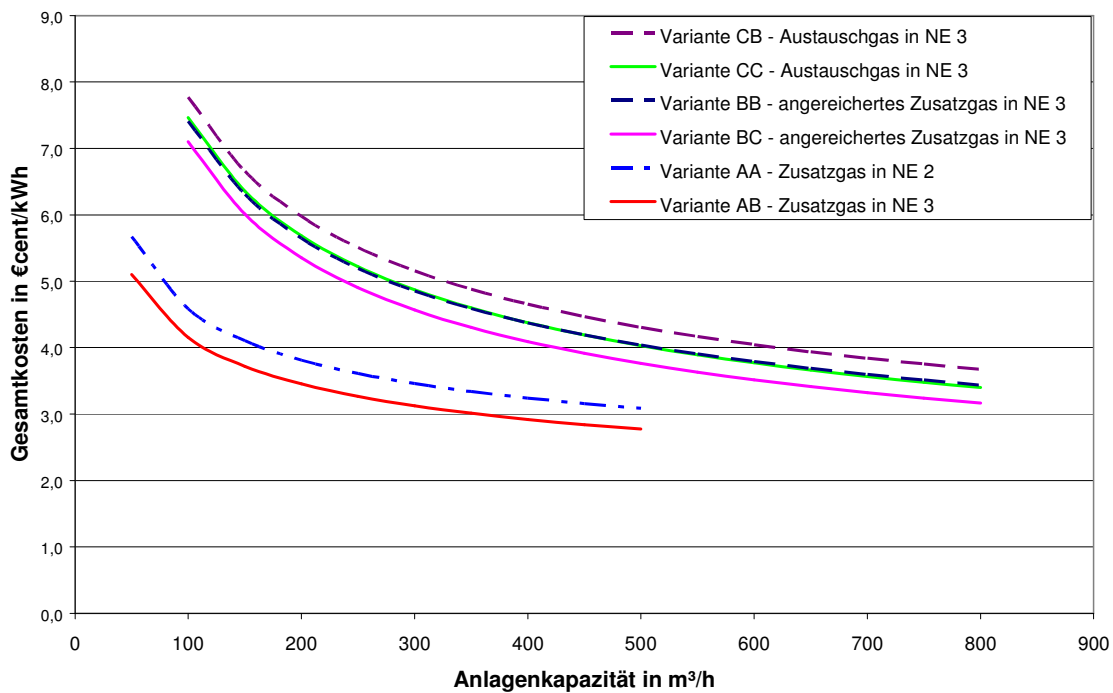


Abbildung 114: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus Kofermenten

Tabelle 61 zeigt die Gesamtkosten für ausgewählte Anlagengrößen auf. Die Gesamtkosten für die Produktion von angereichertem Zusatzgas und Einspeisung in NE 3 ist bei kleinen Anlagen um 2,6 bis 2,9 €cent/kWh teurer als die Einspeisung von Zusatzgas in NE 2. Bei einer Anlagengröße von 500 m³/h reduziert sich die Kostendifferenz auf 0,7 bis 0,9 €cent/kWh.

		100 m³/h	300 m³/h	500 m³/h	800 m³/h
Variante AA – Zusatzgas in NE2	€/cent/kWh	4,5	3,5	3,1	-
Variante AB – Zusatzgas in NE3	€/cent/kWh	4,2	3,1	2,8	-
Variante BB – angereichertes Zusatzgas in NE3	€/cent/kWh	7,4	4,9	4	3,4
Variante BC-angereichertes Zusatzgas in NE 3	€/cent/kWh	7,1	4,6	3,8	3,2
Variante CB-Austauschgas in NE3	€/cent/kWh	7,8	5,2	4,3	3,7
Variante CC-Austauschgas in NE3	€/cent/kWh	7,5	4,9	4	3,4

Tabelle 61: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus Kofermenten

### 6.4.3 Gesamtkosten mit Rohbiogas aus Deponie- oder Klärgas

In Abbildung 115 sind die Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus Deponie- und Klärgas angegeben. Bei diesem Rohbiogas wurden nur die Aufbereitungsvarianten mittels Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb, der Gaswäsche und der Niederdruck Membranabsorption berücksichtigt, da diese gegenüber den Reinigungstechnologien bessere Reingasqualitäten erreichen. Gestehungskosten für die Produktion von Rohbiogas wurden keine verrechnet, aufgrund des geringeren Methangehaltes des Rohbiogas ergeben sich aber gegenüber anderen Rohstoffquellen höher Aufbereitungskosten.

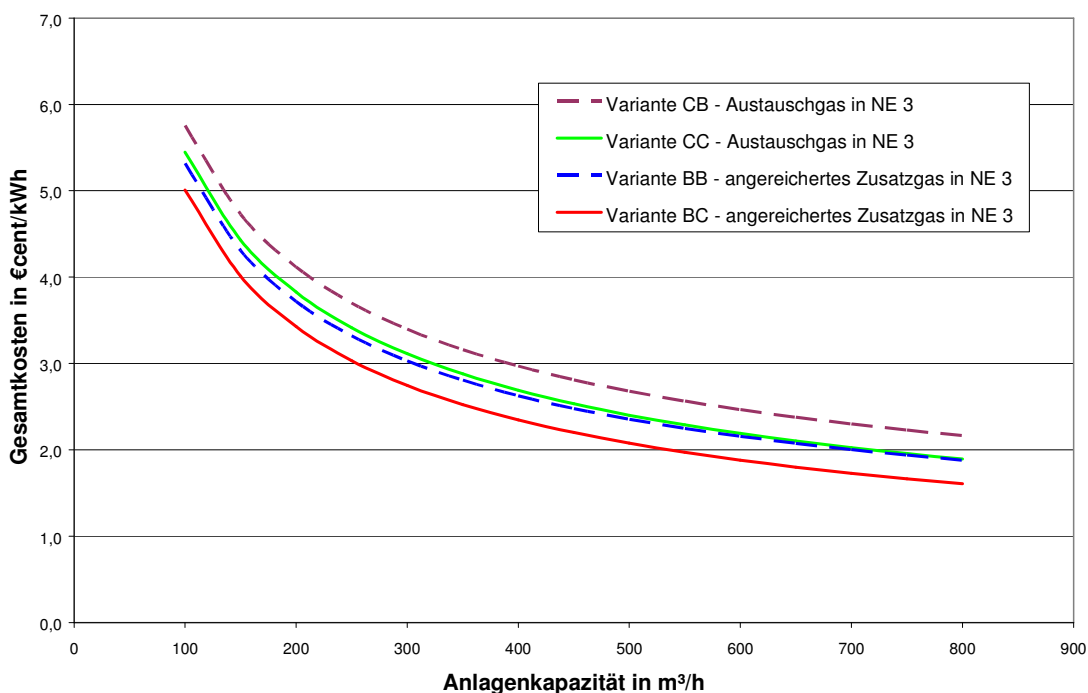


Abbildung 115: Gesamtkosten für die Produktion von Deponiegas

Tabelle 62 zeigt die Gesamtkosten für ausgewählte Anlagengrößen auf. Die Gesamtkosten für die Einspeisung von angereichertem Zusatzgases liegen zwischen 1,6 und 5,3 €cent/kWh, für die Einspeisung von Austauschgas auf Netzebene 3 betragen sie 1,9 und 5,8 €cent/kWh.

		100 m <sup>3</sup> /h	300 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	800 m <sup>3</sup> /h
Variante BB – angereichertes Zusatzgas in NE3	€cent/kWh	5,3	3	2,4	1,9
Variante BC- angereichertes Zusatzgas in NE 3	€cent/kWh	5	2,7	2,1	1,6
Variante CB- Austauschgas in NE3	€cent/kWh	5,8	3,4	2,7	2,2
Variante CC- Austauschgas in NE3	€cent/kWh	5,5	3,1	2,4	1,9

Tabelle 62: Gesamtkosten für die Produktion Deponiegas

#### 6.4.4 Vergleich der Gesamtkosten mit den Energiepreisen von Erdgas

Abschließend ist in Abbildung 116 noch ein Vergleich der Gesamtkosten mit den Energiepreisen von Erdgas angeführt. Als Varianten wurden 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 wurde 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.

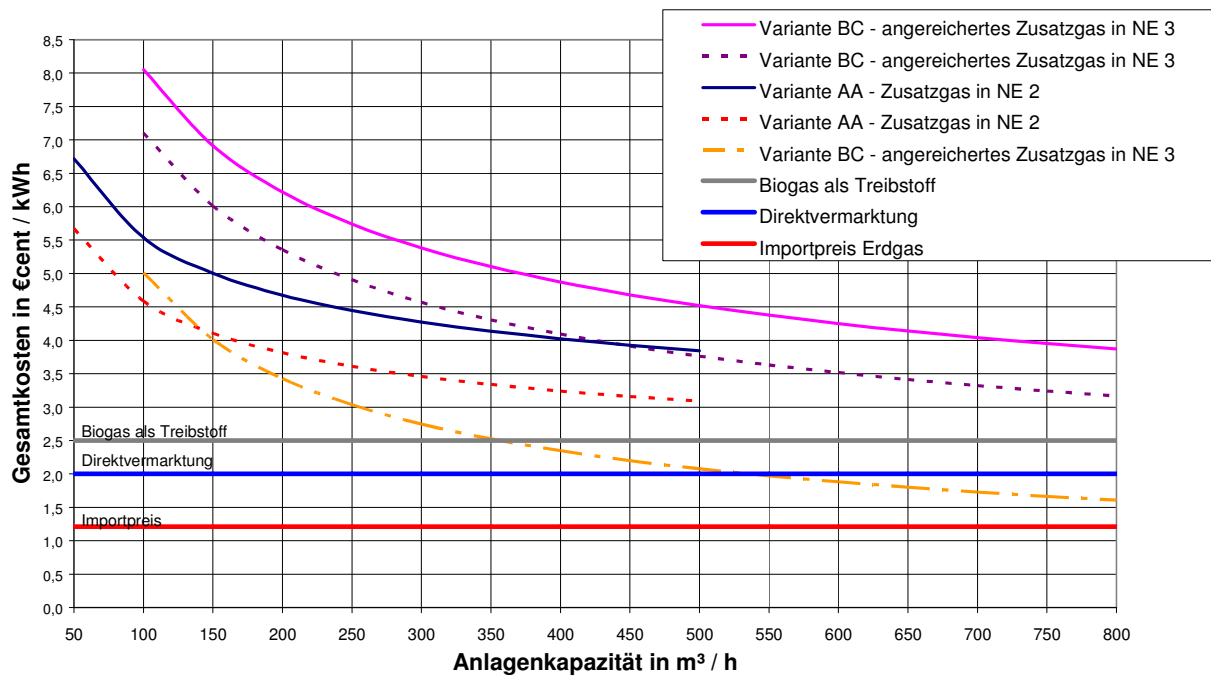


Abbildung 116: Gesamtkosten verschiedener Varianten im Vergleich zu den Energiepreisen von Erdgas

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 63: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus NAWARO, Koferment und Deponiegas

Die Gesamtkosten für die Produktion von angereichertem Zusatzgas aus Deponiegas sinken ab einer Anlagengröße von 350 m<sup>3</sup>/h unter den Energiepreis für Biogas als Treibstoff. Für Anlagen über 550 m<sup>3</sup>/h sinken die Gesamtkosten unter die erzielbaren Erlöse durch Direktvermarktung (siehe Kapitel 7).

Die Gesamtkosten der anderen Verfahren liegen zum Teil sehr deutlich über den erzielbaren Erlösen. Die Gesamtkosten für die Einspeisung von Austauschgas aus NAWARO liegen um das 3 bis 7-fache über dem Importpreis für Erdgas. Die Einspeisung von Zusatzgas aus Kofermenten in Netzebene 2 liegen um das 2,5 bis 4,5-fache über dem Importpreis von Erdgas und die Gesamtkosten für die Einspeisung von Deponiegas liegt um das 1,3 bis 4-fache über dem Erdgasimportpreis. Aus dieser Darstellung ist zu erkennen, dass ohne zusätzliche, fördernde Rahmenbedingungen die Biogaseinspeisung für die Anlagenbetreiber nicht wirtschaftlich ist. Der Förderbedarf wird in Kapitel 8 beschrieben.



## 6.5 Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel sollen die Auswirkungen der einzelnen Kostenanteile auf die Gesamtkosten dargestellt werden. Dabei wird nur die Einspeisung von Biogas als Zusatzgas aus NAWARO in NE 2 und die Einspeisung von angereichertem Zusatzgas aus NAWARO in NE3 betrachtet. Für die Einspeisung auf NE 3 ist keine Verdichtung notwendig, da hier eine Methananreicherungsverfahren mittels PSA oder DWW unterstellt wird. Für die anderen Varianten gelten die Aussagen in ähnlicher Weise. In Abbildung 117 und Abbildung 118 sind die Kostenanteil an den Gesamtkosten der Biogaserzeugung dargestellt. Die Gesteuerungskosten des Gases machen bei einer Anlage mit 300m<sup>3</sup>/h zwischen 58% und 73% an den Gesamtkosten aus. Die Aufbereitungskosten zwischen 8% und 42%. Die Gesamtkosten für die Einbindung haben Anlagen mit Reinigung, Methananreicherung und einer Einspeisung des Gases in Netzebene 3 eine untergeordnete Bedeutung. Bei Anlagen mit ausschließlicher Reinigung des Biogases und Einspeisung in Netzebene 2 betragen sie 19%.



Abbildung 117: Anteile an den Gesamtkosten bei der ausschließlichen Reinigung von Biogas und Einspeisung in NE 2

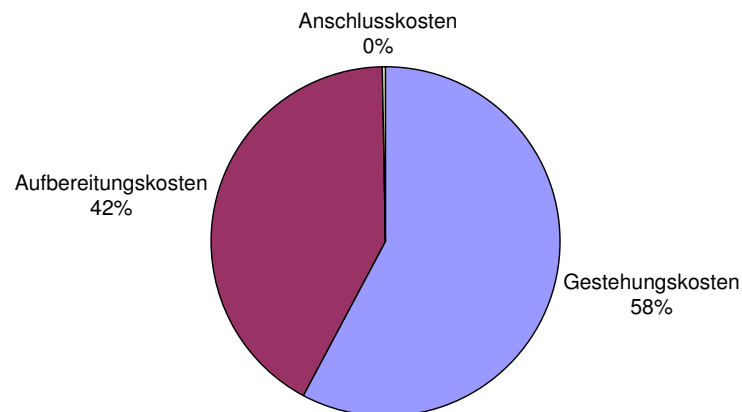


Abbildung 118: Anteile an den Gesamtkosten bei der Reinigung und Methananreicherung von Biogas und Einspeisung in NE 3

#### 6.5.1.1 Sensitivitätsanalyse für gereinigtes Biogas bei Einspeisung in NE 2

In Abbildung 119 sind noch einmal die Zusammenhänge für eine Anlage mit einer Kapazität von 300 m<sup>3</sup>/h dargestellt. Die stärkste Auswirkung auf die Gesamtkosten hat dabei die Änderung der Gestehungskosten des Rohbiogases. Ändern sich die Gestehungskosten von Rohbiogas um 20 %, dann ändern sich die Gesamtkosten um ca. 15%. Ändern sich hingegen die Anschlusskosten um 20%, dann ändern sich die Gesamtkosten um 4%, eine Reduktion der Reinigungskosten um 20 % senkt die Gesamtkosten um ca. 2 %.

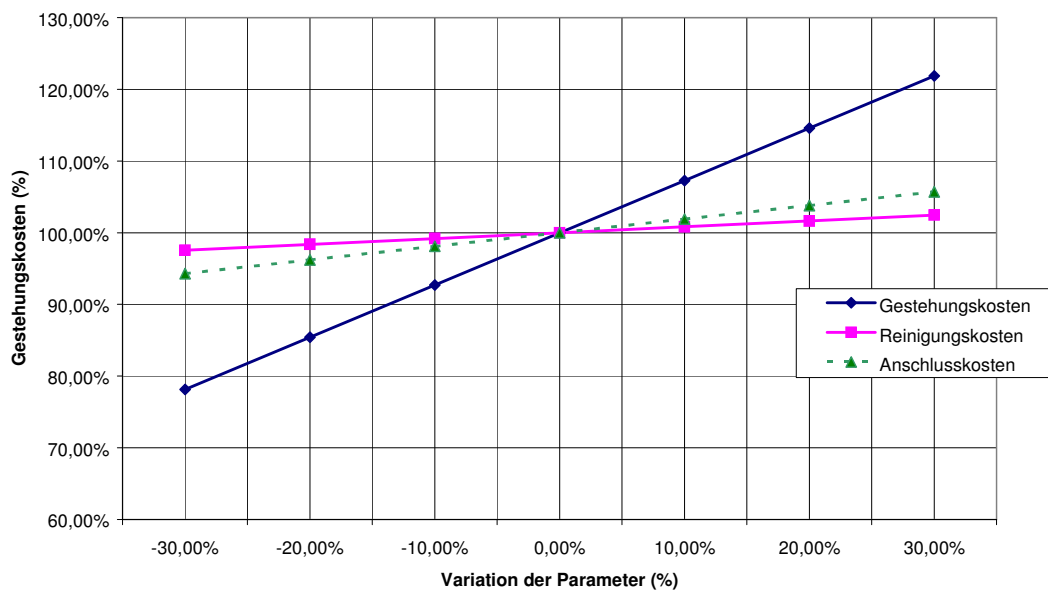


Abbildung 119: Änderung der Gestehungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Parameter bei der Einspeisung von Zusatzgas in NE 2 und einer Anlagenkapazität von 300 m<sup>3</sup>/h

Da die Gestehungskosten den größten Einfluss haben, wurden diese in Abbildung 120 noch genauer betrachtet. Dadurch soll abgeschätzt werden, wie sich eine Veränderung z.B. der Investitionskosten, der Rohstoffkosten usw. auf die Gesamtkosten auswirkt.

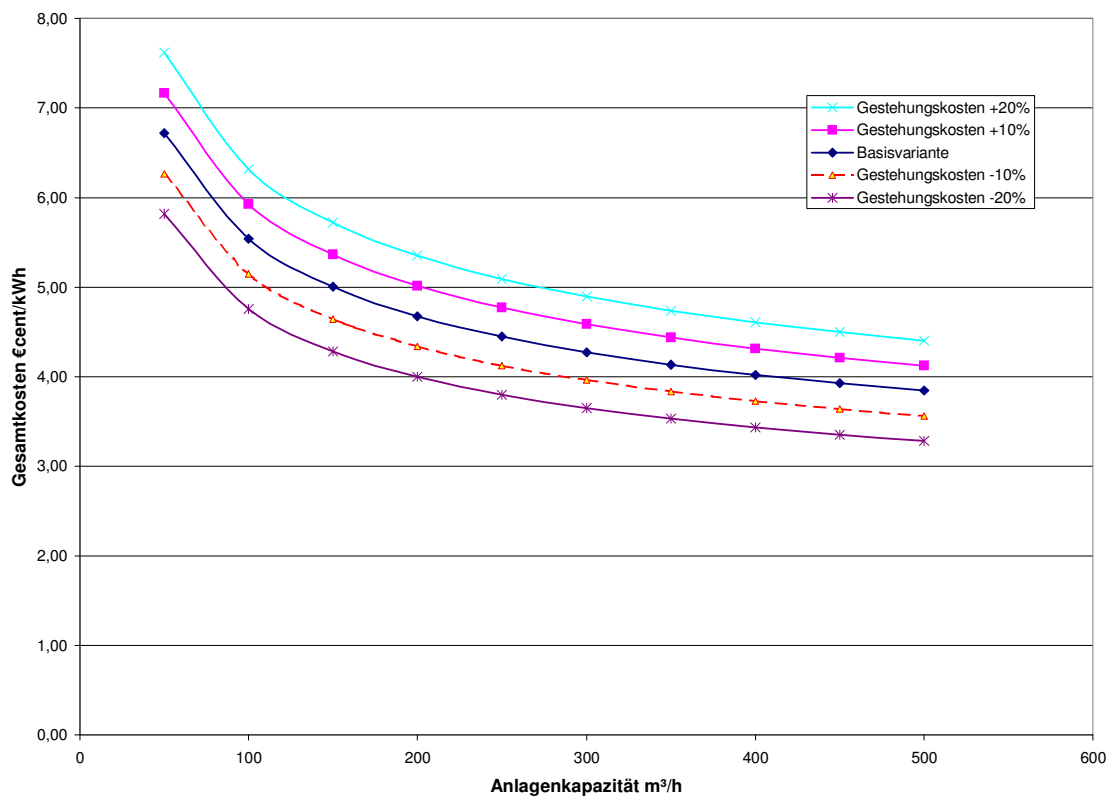


Abbildung 120: Änderung der Kosten in Abhängigkeit von den Gestehungskosten

Sinken die Gestehungskosten um 20 %, dann sinken die Gesamtkosten um ca. 14%. Sinken die Gestehungskosten um 10%, dann sinken die Gesamtkosten um ca. 7%. Bei kleiner Anlagengröße wirkt sich die Änderung der Gestehungskosten etwas weniger stark auf die Gesamtkosten aus als bei größeren Anlagen.

### 6.5.1.2 Sensitivitätsanalyse für aufbereitetes Biogas bei Einspeisung in NE 3

Die selben Überlegungen wie für die Reinigung gelten auch für die Reinigung und Methan-anreicherung von Biogas. In diesem Fall haben aber die Aufbereitungskosten einen größeren Anteil an den Gesamtkosten und damit auch mehr Einfluss auf diese. Die Anschlusskosten haben in diesem Fall keine so große Bedeutung. Abbildung 121 zeigt die Veränderung der Gesamtkosten für eine Anlage mit 300 m³/h in Abhängigkeit von der Änderung der verschiedenen Kostenparameter. Sinken die Gestehungskosten um 20%, dann sinken die Gesamtkosten um 12%. Sinken die Aufbereitungskosten um 20%, dann sinken die Gesamtkosten um 8%.

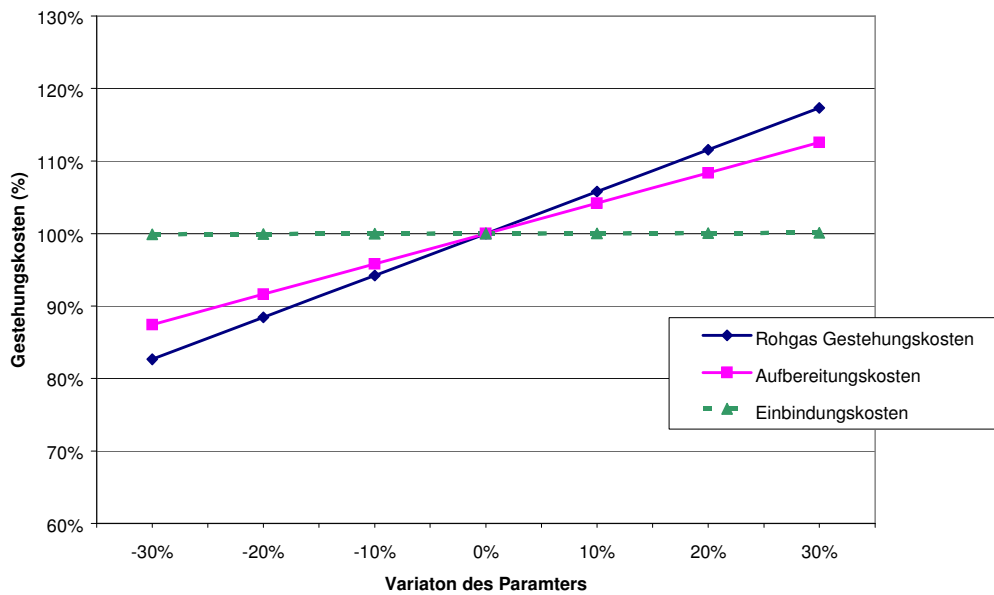


Abbildung 121: Änderung der Gestehungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Parameter bei der Einspeisung von angereichertem Zusatzgas in NE 3 und einer Anlagenkapazität von 300 m<sup>3</sup>/h

Die Aufbereitungskosten haben bei kleineren Anlagen einen größeren Anteil an den Gesamtkosten, dieser Umstand ist in Abbildung 122 zu erkennen. Bei einer Anlage mit einer Kapazität von 100 m<sup>3</sup>/h haben die Aufbereitungskosten fast den gleichen Anteil an den Gesamtkosten wie die Gestehungskosten. Sinken die Gestehungskosten oder die Aufbereitungskosten um 20 %, dann sinken die Gesamtkosten um 10%. Umso größer die Anlagenkapazität wird, umso größer wird auch der Anteil der Gestehungskosten und somit auch die Auswirkungen der Gestehungskosten auf die Gesamtkosten. Sinken bei einer Anlage mit 800 m<sup>3</sup>/h die Gestehungskosten um 20%, dann sinken die Gesamtkosten um 13%. Sinken die Aufbereitungskosten um 20%, dann sinken die Gesamtkosten hingegen um 7%.

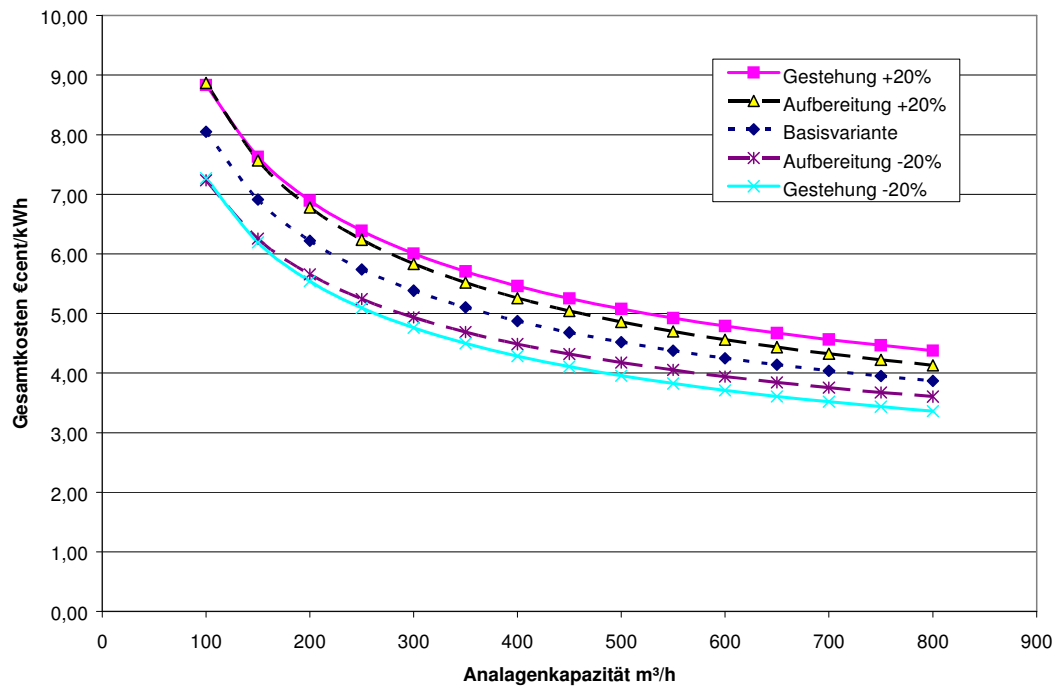


Abbildung 122: Vergleich der Auswirkungen von Gestehungskosten und Aufbereitungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße.

## 6.6 Resümee, Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung ermittelt. Die Gesamtkosten setzten sich aus den Gesteungskosten für Rohbiogas, den Aufbereitungskosten und den Anschlusskosten zusammen. Bei den Gesteungskosten wurden unterschiedliche Kosten für Biogas aus NAWARO, Kofermenten und Deponiegas betrachtet. Eine ausschließliche Reinigung des Rohbiogases wurde in den Verfahren I-IV betrachtet. Dabei wurden verschiedene Reinigungstechnologien (siehe Kapitel 4) kombiniert und die zu erwartenden Qualität des Reinbiogases dargestellt. Verfahren V-VII beschreiben eine Reinigung und Methananreicherung des Rohbiogases: Es wurde die Methananreicherung mittels Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche und Niederdruck Membranabsorbtion betrachtet.

Die Gesteungskosten von Rohbiogas aus Kofermenten sind um bis zu 1 €cent/kWh niedriger als die Erzeugung von Biogas aus NAWARO. Die Aufbereitung des Rohbiogases auf Austauschgasqualität ist um 1,4-3,4 €cent/kWh teurer als die ausschließlichen Reinigung des Biogases. Die Anschlusskosten für die Einspeisung auf NE 2 sind aufgrund des höheren Druckniveaus und dadurch bedingten höhern 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.

Wie die Analyse der Verfahrenskombinationen gezeigt hat, sind die Reinigungskosten trotz hoher technologischer Unterschiede sehr ähnlich. 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.

Im Anschluss an die Darstellung der einzelnen Kostenkomponenten wurden die Gesamtkosten für die Biogas-Netzeinspeisung ermittelt. Dafür wurden abhängig von Gasqualität und Netzebene 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

Diese Einspeisevarianten führen zu folgenden spezifischen Gesamtkosten

Gesamtkosten		100 m <sup>3</sup> /h	300 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	800 m <sup>3</sup> /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 64: 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 m<sup>3</sup>/h 8,1 €cent/kWh, die Gesamtkosten von Zusatzgas 5,5 €cent/kWh. Die Gesamtkosten von Biogas aus Koferment ist, entsprechend der niedrigeren Gestehungskosten, günstiger als die Gestehungskosten 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 116) mit den derzeitigen Erdgaspreisen zeigt, dass die Gestehungskosten 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

Ziel dieses Kapitels ist es, verschiedene Verwertungsformen von Biogas und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten aufzuzeigen. Damit sollen insbesondere jene Möglichkeiten der Biogasverwertung aufgezeigt werden, die abseits der Verstromung von Biogas und einer allfälligen Einspeisetarifregelung grundsätzlich in die Praxis umzusetzen sind. In den folgenden Kapiteln soll jede einzelne alternative Verwertungsmethode wirtschaftlich analysiert und das damit zu erwartende Erlösniveau definiert werden.

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 [EC-Verordnung 2004].

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 [GWG 2002, §23 Abs. 1].

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 in den nachfolgenden Kapiteln vor allem der reine Energiepreis von Biogas (Erlös für den Energieträger Biogas) eruiert werden, um entsprechende Anhaltspunkte für das Erlösniveau verschiedenster Verwertungsmöglichkeiten zu erhalten.

## 7.1 Kostengerechte Systemnutzungstarife

Eine grundsätzliche Problematik im Hinblick auf die Erlösmöglichkeiten von Biogas betrifft die Frage der Kostenwahrheit bei der Gestaltung der Netztarife, d.h. die Frage, wie weit die in aller Regel geringere Netzbelastung durch den Transport von Biogas gegenüber Erdgas in der Gestaltung der Systemnutzungstarife (also der Transportkosten) berücksichtigt wird.

Zur Beantwortung dieser Frage soll einleitend die Grundstruktur der Tarifgestaltung in den einzelnen Netzebenen für den Transport von Erdgas kurz erläutert werden. Die Kosten des gesamten österreichischen Gasnetzes werden mittels eines Kostenwälzungsverfahrens auf die Netzebene 2 und 3 verteilt und über zu verrechnende Tarife eingehoben. Im Rahmen dieses Kostenwälzungsverfahrens werden die Kosten der Netzebene 1 auf die Netzebene 2 übergewälzt und werden somit Bestandteil der Kosten der Netzebene 2 für jeden Netzbereich. Die Kosten der Netzebene 2 werden wiederum unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Abgabe an Endverbraucher der Netzebene 2 auf die Netzebene 3 übergewälzt. Durch diese Methode können unter Wahrung der Prinzipien der Kostenverursachung und Kostenorientierung Tarife für die Netzebene 2 und 3 kalkuliert werden, die die Kosten in der Netzebene selbst und anteilige Kosten in den vorgelagerten Netzen inkludieren [GSNT-VO 2004].

Somit kann festgehalten werden, dass ein Verbraucher in der Netzebene 2 anteilige Netzkosten der Ebene 2 sowie einen Anteil der Kosten aus der Netzebene 1 für deren Benutzung durch seinen Tarif bezahlt. Ein Verbraucher in der Netzebene 3 zahlt wiederum die anteiligen Netzkosten seiner Ebene sowie einen bestimmten Kostenanteil für die Nutzung der Netzebene 1 sowie einen Anteil für die Benutzung der Leitungen in der Netzebene 2.

Eine exakte Differenzierung des Netztarifs nach Netzebenen ist derzeit sowohl rechtlich wie auch aufgrund des nicht öffentlichen Berechnungsschemas nicht möglich. Es können aber zumindest Annahmen getroffen werden, welchen Anteil die Kosten der Netzebene 1, also der Fernleitungen des österreichischen Gasnetzes, an Gassystemnutzungstarifen in etwa haben könnten. Zu diesem Zweck werden in nachfolgender Tabelle 65 die in der aktuellen Gassystemnutzungstarif-Verordnung [GSNT-VO 2004] veröffentlichten Kosten der Netzebene 1 angeführt, die über eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung unter Abzug eigener Kosten für Leitungen, die der Ebene 1 zugeordnet werden, den einzelnen Netzbetreibern in Rechnung gestellt und die anschließend in den Tarifen für die Netzebenen 2 und 3 entsprechend berücksichtigt werden.

WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH	12.510.716 €
EVN AG	9.000.786 €
BEGAS-Burgenländische Erdgasversorgungs-AG	793.970 €
Steirische Gas-Wärme-GmbH	53.988 €
Oberösterreichischen Ferngas AG	3.937.439 €
KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG	725.232 €
Salzburg AG	723.169 €
<b>Summe</b>	<b>27.445.300 €</b>

Tabelle 65: Jährliche Kosten der Netzebene 1 je Netzbetreiber [GSNT-VO 2004]

Bezieht man nun diese Kosten der einzelnen Netzbetreiber auf den Jahresverbrauch in deren Netzbereich, erhält man eine Richtgröße für die überzuwälzenden Kosten der Netzebene 1. Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in nachfolgender Tabelle 66 dargestellt.

Netzbetreiber	anteilige Kosten NE 1 in €	Jahresverbrauch in Mio. m <sup>3</sup> je Netzbereich (2001)	anteilige Kosten NE 1 in €Cent/m <sup>3</sup> /a
WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH	12.510.716	1.900	0,6585
EVN AG	9.000.786	1.900	0,4737
BEGAS	793.970	163	0,4871
Steirische Gas-Wärme-GmbH	53.988	1.063	0,0051
Oberösterreichischen Ferngas AG	3.937.439	1.900	0,2072
KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG	725.232	153	0,4740
Salzburg AG	723.169	239	0,3026
<b>Summe bzw. Mittelwert €/m<sup>3</sup>/a</b>	<b>27.745.300</b>	<b>7.318</b>	<b>0,3726</b>

Tabelle 66: Anteilige Kosten der Netzebene 1 je Netzbetreiber der Regelzone Ost [Statistik BMWA, GSNT-VO 2004]

Die anteiligen Kosten der Ebene 1 variieren dabei von 0,0051 €cent/m<sup>3</sup> in der Steiermark bis zu 0,65 €cent/m<sup>3</sup> für die Wien Energie. Der Hintergrund liegt im zu berücksichtigenden Anteil der eigenen Leitungen in der Netzebene 1, so hat die Wien-Energie keine Leitung, die der Netzebene 1 zuzuordnen ist, die Steirische Gas-Wärme GmbH betreibt jedoch mehrere Leitungen, die der Fernleitungsebene zuzuordnen sind [GWG 2002, Anlage 2]. Im Durchschnitt kann ein Wert von 0,37 €cent/m<sup>3</sup> in der Regelzone Ost als Kostenanteil an der Netzebene 1 festgestellt werden.

Je nach Bundesland sollte daher bei der Bestimmung eines Transporttarifes für Biogas sowohl in der Netzebene 2 als auch in der Netzebene 3 auf alle Fälle dieser anteilige Kostenteil der Netzebene 1 exkludiert werden, da diese Netzebene beim lokalen bzw. regionalen Transport nicht benötigt wird. Als Richtgröße soll der oben genannte Durchschnittswert von 0,37 €cent/m<sup>3</sup> herangezogen werden.

Als Beispiel hierfür wird die Tarifikalkulation für idente Gewerbebetriebe mit einem Jahresverbrauch von 250.000 m<sup>3</sup> Erdgas und einer Stundenspitze von 100 m<sup>3</sup> herangezogen, die exemplarisch aus der Netzebene 2 und aus der Netzebene 3 Erdgas beziehen und den damit verbundenen Transporttarif laut Gassystemnutzungstarifverordnung

bezahlen. Eine Tarifikalkulation in den einzelnen Netzbereichen der Regelzone Ost hat folgendes Ergebnis, dargestellt in Tabelle 67, gebracht:

Bundesland	Tarif NE 2 in €cent/m <sup>3</sup>	Tarif NE 3 in €cent/m <sup>3</sup>
Wien	6,65	6,81
Niederösterreich	2,97	7,99
Oberösterreich	2,62	6,55
Steiermark	3,48	13,28
Burgenland	8,19	8,19
Kärnten	5,56	12,24
Salzburg	8,97	13,28
Durchschnitt	5,49	9,76

Tabelle 67: Vergleich der Transportkosten (Systemnutzungstarife) am Beispiel eines Gewerbebetriebs mit einem Jahresverbrauch von 250.000m<sup>3</sup> [GSNT-VO 2004]

Für den Transport in der Netzebene 2 sind somit im Durchschnitt 5,49 €cent/m<sup>3</sup> und 9,76 €cent/m<sup>3</sup> für den Transport in der Netzebene 3 zu bezahlen [GSNT-VO 2004]. Die anteiligen Kosten für die Netzebene 1 werden mit 0,37 €cent/m<sup>3</sup> angenommen, bezogen auf den kalkulierten Durchschnittstarif von 5,49 €cent in Netzebene 2 stellt dieser Betrag einen Anteil von 6,7% dar. In der Netzebene 3 muss allerdings ein geringerer Wert als 0,37 €cent/m<sup>3</sup> angesetzt werden, da Verbraucher in der Netzebene 2 einen Teil der Kosten der Netzebene 1 bezahlen und somit nicht der volle Kostenbetrag der Netzebene 1 auf die Netzebene 3 durchgerechnet wird, daher wird ein Wert von 0,25 €cent/m<sup>3</sup> angenommen. Dieser Wert stellt in Bezug auf den kalkulierten Durchschnittstarif von 9,76 €cent/m<sup>3</sup> in Netzebene 3 einen Anteil von 2,5% dar.

Somit kann festgestellt werden, dass für den Transport von Biogas in der Netzebene 2 jedenfalls ein Betrag im Ausmass von ca. 6,5% des Transporttarifes in Abzug gebracht werden sollte, um die anteiligen Kosten der Ebene 1 entsprechend zu exkludieren.

Für Transporttarife in der Netzebene 3 sollte einerseits ein Wert von ca. 2,5% des Tarifes abgezogen werden, um die anteiligen Transportkosten in der Netzebene 1 auszuschliessen. Weiters sollte für die Kalkulation des Transporttarifes für Biogas in dieser Netzebene die Kosten für die Netzebene 2 in Abzug gebracht werden, nachdem davon auszugehen ist, dass die Leitungen der Netzebene 2 nicht benützt werden. Hiefür liegen allerdings keine Informationen vor, es kann lediglich geschätzt werden, dass ca. 20 % des Tarifes für die nicht in Anspruch genommene Benutzung der Netzebene 2 in Abzug gebracht werden könnte. In Summe sollten daher ca. 20 - 25 % des Gesamttarifes in der Netzebene 3 für den Transport von Biogas in Abzug gebracht werden. Im Hinblick auf einen durchschnittlichen Systemnutzungstarif bei Bezug in Netzebene 3 von 9,76 €cent/m<sup>3</sup>, entspricht dies einer Senkung um etwa 2 – 2,5 €cent/m<sup>3</sup>. auf durchschnittlich etwa 7,5 €cent/m<sup>3</sup>.

Kostenwahrheit bei der Gestaltung des Netztarifs für Biogas ist daher eine wesentliche Voraussetzung für ein diskriminierungsfreie Vermarktung von Biogas. Für die nachfolgenden Betrachtungen der Erlösmöglichkeiten wird als Faustformel angenommen, dass aufgrund der

vermiedenen Kosten bei der Biogas-Einspeisung in Netzebene 2 eine typische Reduktion der Netztarife um 0,37 €cent/m<sup>3</sup> und von 2,44 €cent/m<sup>3</sup> bei Einspeisung in Netzebene 3 gerechtfertigt ist. Umgekehrt heißt dies, dass der reine Energiepreis (ohne Transportkosten, ohne Speicherkosten) für Biogas um diese Beträge jeweils höher sein kann, als der Energiepreis von Erdgas, und dennoch zum gleichen Verkaufspreis (inkl. Transport- und Speicherkosten) angeboten werden kann. Auf diesen Umstand wird bei den nachfolgend betrachteten Verwertungsmöglichkeiten jeweils hingewiesen, soweit dies relevant ist.

Tatsächlich sollten die Systemnutzungstarife für Biogas noch deutlich niedriger gestalten werden, als oben beschrieben. Und zwar insbesondere dann, wenn das Biogas in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage vermarktet wird. Wie im nachfolgenden Kapitel 7.2.6 gezeigt werden wird, ist die Errichtung von Direktleitungen oft wesentlich günstiger als die Nutzung des vorhandenen öffentlichen Versorgungsnetzes. Das würde dazu führen, dass oftmals parallel zum vorhandenen Netz weitere Leitungen errichtet werden. Das ist volkswirtschaftlich unsinnig. Die künftige Gestaltung der Systemnutzungstarife muss darauf bedacht nehmen und in der regionalen Vermarktung Systemnutzungstarife bieten, die günstiger sind als die Errichtung von Direktleitungen.

Ein anderer Aspekt hinsichtlich der Systemnutzungstarife, der sich allerdings zu Ungunsten von Biogas auswirken könnte, betrifft den niedrigeren Energiegehalt von nicht angereichertem Biogas gegenüber Erdgas. Da die Systemnutzungstarife derzeit auf die transportierte Gasmenge in Kubikmeter und nicht auf den Brennwert in Kilowattstunden abstellen, kommt es ohne Änderung der Bemessungsgrundlage zu einer erheblichen Verteuerung des Biogastransports um rund 68 %. Denn um einen Brennwert von 11,07 kWh zu liefern sind nur 1 m<sup>3</sup> Erdgas aber 1,68 m<sup>3</sup> typisches Rohbiogas mit einem Energiegehalt von 6,64 kWh/m<sup>3</sup> erforderlich.

Alle diese Aspekte sind bei der Neugestaltung der Systemnutzungstarife entsprechend zu berücksichtigen. In den nachfolgenden Betrachtungen der Erlösmöglichkeiten wird jedenfalls davon ausgegangen, dass eine kostengerechte Umgestaltung der Systemnutzungstarife jedenfalls zu einer Verbilligung der Transportkosten um zumindest 0,37 €cent/m<sup>3</sup> in Netzebene 2 und von 2,44 €cent/m<sup>3</sup> in Netzebene 3 kommt. Diese Werte beziehen sich auf Erdgas. Bei Änderung der Bemessungsgrundlage und bezogen auf den Energiegehalt entspricht dies einer Verbilligung des Gastransports für Biogas um 0,033 €cent/kWh bzw. 0,22 €cent/kWh.



## 7.2 Biogas als Brennstoff

Es sollen nun die Chancen einer Veräußerung von Biogas mit einem angenommenen CH<sub>4</sub>-Gehalt von 65%, und einem Brennwert von 6,6 kWh/m<sup>3</sup> direkt an österreichische Versorger und Erdgasverbraucher untersucht werden. Ziel dabei ist es, die wirtschaftlichen Verwertungschancen von Biogas einerseits für Versorger ohne weitere Vermarktungsaktivitäten und andererseits für Direktvermarktung des Biogasproduzenten an Kleinverbraucher (Haushalte) sowie für Großverbraucher (Industrie) aufzuzeigen.

Als Vergleichsbasis wird das Erlösniveau von Erdgas für Gasversorgungsunternehmen, Industriekunden und Haushalte herangezogen. Der Preis für Erdgas ist dabei an die Preisentwicklung der Konkurrenzenergie Heizöl Leicht und Heizöl Schwer gebunden. Die Preisveränderung von Heizöl wird ermittelt, indem in einem Zeitraum von 3 bis 9 Monaten – abhängig von den einzelnen abgeschlossenen Importverträgen – ein Durchschnittswert kalkuliert und mit einem Basiswert verglichen wird. Diese Preisveränderung am Heizölmarkt wird monatlich errechnet und auf den Erdgaspreis jeden Monat entsprechend übertragen. Somit wird jedem Gasversorgungsunternehmen monatlich ein neu berechneter Importerdgaspreis verrechnet. Die Gasversorger stellen den großen industriellen Erdgasverbrauchern ebenfalls monatlich eine Rechnung mit einem variablen Erdgaspreis entsprechend ihrer Einstandspreise an der Grenze. Lediglich den Haushaltskunden wird in bestimmten Perioden von mehreren Monaten ein fixer Erdgaspreis in Rechnung gestellt, der nur mittelfristig an die Importpreisentwicklung angepasst wird.

Um ein mögliches Erlösniveau für Biogas als Substitutionsenergie von Erdgas für Gasversorgungsunternehmen, Industriegasverbraucher und Haushalte zu kalkulieren, kann auf Basis der veröffentlichten statistischen Daten über Erdgaspreise retrograd auf Durchschnittswerten basierend ein Erlösszenario erarbeitet werden, das als Richtwert für marktfähige Verkaufspreise angenommen werden kann.

In einem weiteren Schritt soll untersucht werden, welche Mehrleistungsbereitschaft bei Kunden im Haushaltsbereich, für den Fall der vollständigen Substitution von Erdgas durch Biogas bzw. bei industriellen Erdgasverbrauchern durch einen neuen im Zusammenhang mit dem künftigen CO<sub>2</sub> - Emissionshandel stehenden Ansatz besteht.

### 7.2.1 Veräußerung an Gasversorgungsunternehmen

Eine Absatzmöglichkeit für Biogas-Produzenten liegt in den Einkaufsportfolios der österreichischen Gasversorgungsunternehmen. Ähnlich wie im Strombereich könnte die Integration von Biogas in das Einkaufsportfolio ein wichtiges umweltpolitisches Zeichen („grünes Gas“) setzen bzw. wie in der Schweiz dadurch eine konkrete Verwertung von Biogas in Form von Treibstoff für Erdgasfahrzeuge bewusst gefördert werden.

Um die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dafür zu schaffen, muss sich das Erlösniveau für Biogas am durchschnittlichen Einkaufspreis der Gasversorgungsunternehmen von

Erdgas an den Grenzen von Österreich orientieren. Um einen Überblick über den Importpreis von Erdgas innerhalb der letzten zweieinhalb Jahre zu ermöglichen, wird in der nachfolgenden Abbildung 123 die Preisentwicklung von Erdgas loco Grenze bzw. ein auf die Zeitperiode abgestimmter Durchschnittswert dargestellt.

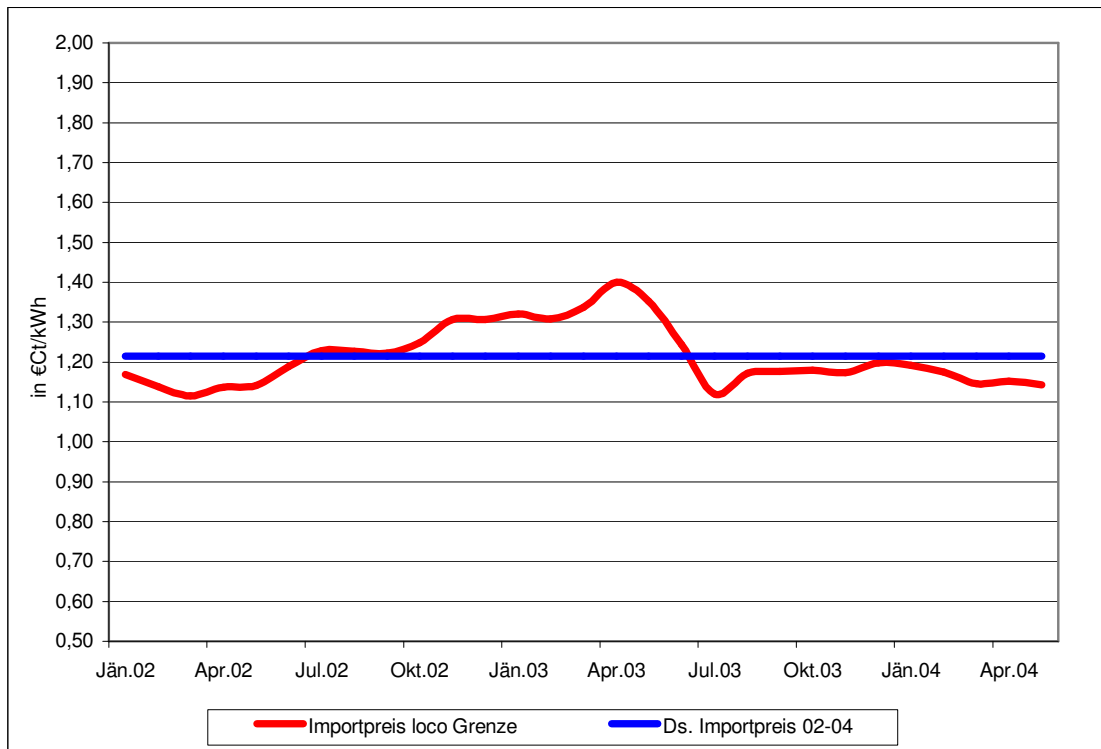


Abbildung 123: Entwicklung Importpreis 2002-2004 [ÖSTAT 2004]

Wie eingangs bereits erwähnt, wird der Importpreis monatlich im nachhinein, abhängig von der Preisentwicklung bestimmter Heizölwerte, definiert und den Gasversorgungsunternehmen von den Produzenten verrechnet. Im Zeitraum von Jänner 2002 bis April 2004 bewegte sich dabei das Preisniveau von importiertem Erdgas in einem Bereich von umgerechnet 1,1 -1,4 €cent/kWh, im Durchschnitt kann daher ein Preis von 1,21 €cent/kWh<sup>46</sup> angenommen werden.

Um einen Einblick in die Volatilität des Indexwertes und damit verbunden des Erdgaspreises zu verschaffen, wird in der nachfolgenden Abbildung 124 die Preisentwicklung von Heizöl von 2002 bis 2004 dargestellt.

<sup>46</sup> Brennwert Erdgas: 11,07 kWh/m<sup>3</sup>



Abbildung 124: Entwicklung Heizölpreise [Tecson 2004 ]

Die Preisentwicklung von Heizöl ist direkt verbunden mit der Entwicklung des Rohölpreises und spiegelt daher auf direktem Weg die Marktentwicklung am Rohölmarkt wieder. Ein direkter Vergleich zwischen Abbildung 123 und Abbildung 124 zeigt deutlich den zeitlichen Verzug der Gaspreisentwicklung in Abhängigkeit des Heizölpreises (eine Reduktion des Heizölpreisniveaus von März bis April 2003 bewirkt eine Absenkung des Gaspreises von Mai bis Juli 2003)

Auf Basis der oben angeführten Analysen kann nun für Biogas ein durchschnittliches Erlösniveau von 1,21 €cent/kWh basierend auf den Daten von 2002 bis April 2004 angenommen werden. Umgerechnet auf typischen Rohbiogas mit einem Energiegehalt von 6,64 kWh/m<sup>3</sup> entspricht dies einem Erlös von 8,03 €cent/m<sup>3</sup>.

Dieser Wert spiegelt den durchschnittlichen Erlös für Biogas in diesem Zeitraum unter der Annahme wieder, dass Gasversorgungsunternehmen Biogas zu einem gleichen Preisniveau wie Erdgas zukaufen.

Sollte es zu einer Umgestaltung der Netztarife nach den Prinzipien der Kostenwahrheit kommen, kann das erzielbare Erlösniveau durch die niedrigeren Transporttarife deutlich höher liegen.

## 7.2.2 Direktverkauf an Kleinverbraucher

Für den Betreiber einer Biogasanlage besteht grundsätzlich die Möglichkeit, sein Biogas an Haushaltskunden zu verkaufen. Um diese Verkaufsmöglichkeit für Biogas näher analysieren zu können, müssen einleitend folgende Fragen bezüglich der diesbezüglichen Kundenanzahl und der Preispolitik vorab gelöst werden.

Unter der Annahme einer kontinuierlichen (bandförmigen) Biogasproduktion muss der Betreiber eine grundsätzliche Entscheidung treffen, welches Verkaufsvolumen des gesamten Produktionsvolumens Haushaltskunden zugeordnet werden soll. Diese Entscheidung ist von großer Bedeutung für die Frage, ob für die Belieferung von Kunden ein externer Speicher benötigt wird. Soll das gesamte Produktionsvolumen beispielsweise an Haushaltskunden verkauft werden, ist jedenfalls der Zukauf von Speicherkapazitäten in einem Erdgasspeicher notwendig, da außerhalb der Heizsaison in den warmen Frühjahr- bzw. Sommermonaten die Haushalte kein bzw. sehr wenig Gas benötigen und somit fast die gesamte produzierte Biogasmenge in dieser Zeitperiode in einen Speicher eingepresst werden muss.

Eine alternative Verwendung des Biogases im Frühjahr bzw. Sommer ist aus derzeitiger Sicht nicht gegeben, denn in dieser Zeitperiode erwächst durch billiges sogenanntes „Spotgas“ am Markt eine enorme (Preis-) Konkurrenz für allfällig interessierte Industriekunden bzw. Gasversorger, die eine kostendeckende Biogasproduktion mit Sicherheit verhindert. Weiters kommt ein Produktionsstopp in der Biogasanlage in dieser Zeit aus wirtschaftlichen Gründen vermutlich nicht in Betracht.

Ein lokaler Biogasspeicher (z.B. Doppelmembranspeicher) mit geringer Speicherkapazität ist keine Lösung, da dieser jeweils nur Tageskapazitäten, nicht aber saisonale Schwankungen abfedern kann.

Wird hingegen nur ein bestimmter Anteil des jährlichen Produktionsvolumens an Haushaltskunden abgegeben, kann bei bandförmiger Produktion unter bestimmten Prämissen auf den Zukauf von Speicherkapazitäten verzichtet und damit das Produkt Biogas günstiger als oben beschrieben angeboten werden. Um schließlich die Preispolitik für Haushaltskunden zu definieren, stehen für den Biogasproduzenten grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung, eine sogenannte Minimalpreis- und eine Maximalpreisstrategie.

Unter Minimalpreisstrategie soll man jene Preispolitik verstehen, die sich am Erlösniveau für Erdgas bei Haushaltskunden orientiert. Eine Maximalpreisstrategie geht von einer Mehrzahlungsbereitschaft für Biogas im Gegensatz zu Erdgas als „grünes Gas“ oder „Ökogas“ in Analogie zu Ökostrom bei Haushaltskunden aus.

Die oben erwähnten offenen Fragen bezüglich der Belieferungs- und Preisstrategie bei Haushaltskunden sollen in den nachfolgenden Kapiteln eingehender erläutert und im Anschluss nochmals kurz zusammengefasst werden.

### 7.2.2.1 Anteil der Haushaltskunden im Kundenportfolio

Ziel dieses Kapitels ist es, einen sinnvollen Anteil von Haushaltskunden für das gesamte Kundenportfolio eines Biogasproduzenten zu eruiieren. Nachfolgend soll anhand von Beispielen versucht werden, den Verkauf von Biogas an Haushaltskunden neben weiteren Kunden und den Verkauf von Biogas ausschließlich an Haushaltskunden und die damit verbundenen Konsequenzen bezüglich eines allfällig benötigten Speicherbedarfs zu analysieren.

#### Verkauf von Biogas an Haushaltskunden und weitere Kunden:

Soll Biogas neben anderen Kunden auch an Haushalte verkauft werden, ist die Notwendigkeit des Zukaufs von Speicherkapazitäten zur Abdeckung von Spitzenverbräuchen in kalten Wintermonaten zu prüfen. Anhand des nachfolgenden Beispiels soll diese Frage unter der Annahme, dass die Nichthaushaltskunden bandförmig beliefert werden, kurz eruiert werden. Ausgehend von einem jährlichen Biogasproduktionsvolumen von 1.500.000 m<sup>3</sup> soll an 250 Haushaltskunden mit je einem Jahresverbrauch von durchschnittlich 800 m<sup>3</sup> Biogas, also in Summe 200.000 m<sup>3</sup>/a, verkauft werden. Aufgrund der Tatsache, dass Haushalte in warmen Monaten kein bzw. nur geringfügig Biogas benötigen, muss der maximale Stundenverbrauch in kalten Wintermonaten eruiert werden, um in diesen Stunden noch die Lieferung an die übrigen Kunden zu gewährleisten.

Ausgehend von einem sogenannten Standardlastprofil für Haushaltskunden (Prognose für den stündlichen Gasverbrauch in Abhängigkeit von der Außentemperatur), das die Planungsbasis für alle Versorger darstellt, wird die niedrigste Außentemperatur von -20° Celsius und der damit benötigte Gasverbrauch von 0,42 m<sup>3</sup>/h je Haushalt angenommen [AGCS 2004]. In Summe würden demnach alle 250 Kunden in dieser Stunde einen maximalen Verbrauch von 105 m<sup>3</sup> Biogas aufweisen. Somit stellt die benötigte Menge von 105 m<sup>3</sup>/h die maximal innerhalb eines Jahres zu liefernde Liefermenge für den Biogasproduzenten dar, denn bei wärmeren Temperaturen wird der Verbrauch dementsprechend sinken, die dabei entstehende Differenz zu 105 m<sup>3</sup>/h kann am Ausgleichsenergiemarkt verkauft werden.

Die oben erwähnte Biogasanlage kann pro Jahr 1,5 Mio. m<sup>3</sup> produzieren, umgelegt auf eine Bandleistung bedeutet dies eine Stundenleistung von 171 m<sup>3</sup>/h. Berücksichtigt man bei dieser Bandleistung den maximalen Stundenverbrauch von den 250 Haushalten, stehen

dem Biogasproduzenten weiterhin 66 m<sup>3</sup>/h zur Verfügung, die er anderen Kunden bandförmig auch in der kältesten Stunde eines Winters liefern kann.

In diesem Fallbeispiel benötigt der Biogasproduzent daher keinen externen Speicher, sämtliche Stundenmaximalverbräuche von seinen Haushaltskunden können durch die Produktion abgedeckt werden. Im Vergleich zu einem Erdgasversorger stellt dies einen grundsätzlichen Preisvorteil dar, da diese einen bestimmten Speicherkostenanteil für Haushaltskunden kalkulieren müssen.

Verkauf von Biogas ausschließlich an Haushaltskunden:

Der Gedanke, ausschließlich Haushaltskunden mit Biogas zu versorgen, ist untrennbar mit dem Problem der saisonalen Lieferschwankungen verbunden. Haushaltskunden benötigen im Sommer (fast) kein Gas, im Winter hingegen verbrauchen sie in Abhängigkeit der Außentemperatur entsprechend große Gasvolumina. Für den exemplarischen Biogasproduzenten, der bandförmig, d.h. mit einer stets gleich hohen Stundenmenge Biogas produziert, wirft das die wichtige Frage auf, wer in jenen warmen Monaten, in denen Haushalte kein Biogas benötigen, diese anfallenden (hohen) Restmengen kaufen würde bzw. welche Maßnahmen der Biogasproduzent diesbezüglich ergreifen könnte.

Für den Fall, dass kein Abnehmer in den Sommermonaten gefunden wird, muss einerseits Speicherkapazität zugekauft werden, um Biogas im Sommer einpressen bzw. im Winter in Spitzenzeiten entnehmen zu können. Die derzeit angebotenen Tarife der OMV sind im Anhang angeführt und ermöglichen dem Anlagenbetreiber eine auf seine Situation angepasste Kalkulation eines Speichertarifs bzw. eine entsprechende Berücksichtigung in der Preiskalkulation. Auf die Berücksichtigung eines allfälligen lokalen Biogasspeichers (z.B. Doppelmembran) kann an dieser Stelle verzichtet werden, da diese nur ein gesamtes Speichervolumen von bis zu 2.200 m<sup>3</sup> haben und diese nur für die Abdeckung von Stundenspitzen innerhalb eines Tages, nicht aber für saisonale Schwankungen ausgelegt sind.

Eine Einstellung der Produktion ist in dieser Zeitperiode andererseits wirtschaftlich nicht darstellbar. Somit könnte noch die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, einen Abnehmer im Industriebereich oder bei Gasversorgern für diese Biogasmengen zu finden. Allerdings wird in diesem Zeitraum auch günstiges Spotgas am Erdgasmarkt angeboten, das eine starke Konkurrenz für Biogas darstellt. Von diesem Gesichtspunkt aus betrachtet erscheint der Absatz von Biogas an alternative Kunden sehr erschwert.

Somit erscheint in diesem Fall der Zukauf von Speicherkapazitäten für einen Biogasproduzenten als einzige realistische Möglichkeit, ausschließlich Haushaltskunden zu beliefern und dabei gleichzeitig die Produktion ganzjährig aufrechtzuerhalten. In der Praxis wird diese Möglichkeit allerdings nicht umgesetzt werden können, da die Speicherkosten (siehe Anhang) einen wirtschaftlich rentablen Betrieb einer Biogasanlage nicht zulassen.


### 7.2.2.2 Preispolitik für Haushaltskunden

Es soll nun die Frage untersucht werden, welches Preisniveau derzeit am Markt für Biogas im Kundensegment „Haushalt“ erzielbar ist. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass sich der Preis für Biogas am Konkurrenzprodukt Erdgas orientieren wird, damit Haushalte prinzipiell eine Wechselbereitschaft zu Biogas zeigen. Im Strommarkt hat sich andererseits gezeigt, dass Haushalte bereit sind, mehr für Strom aus bspw. Biomasse zu bezahlen. Diese in Analogie zum Strommarkt anzunehmende Mehrzahlungsbereitschaft für Biogas soll ebenso wie das Preisniveau für Erdgas bei Haushalten als Vergleichsbasis in den nachfolgenden Kapiteln näher untersucht werden, um schlüssige Aussagen für die anzuwendende Preispolitik zu erhalten. Diese Untersuchungen werden allerdings unabhängig von den gesamten Gestehungskosten bzw. von der Frage, ob Speicherkapazitäten zugekauft werden müssen, durchgeführt, um lediglich das am aktuellen Absatzmarkt zu erzielende Erlösniveau für Biogas herauszuarbeiten, ein allfälliger Förderungsbedarf wird in Kapitel 8 behandelt.

#### Minimal erzielbares Preisniveau bei Haushaltskunden:

Die untere erzielbare Preisgrenze für Biogas orientiert sich an den aktuellen Erdgaspreisen für Haushalte. Die Annahme: nur wenn Biogas dasselbe bzw. ein geringeres Preisniveau wie Erdgas aufweist, wird sich der Haushaltskunde bereit erklären, von Erdgas auf Biogas zu wechseln. Nachfolgend soll anhand eines aktuellen Erdgasangebotes für einen exemplarischen Haushaltskunden in Wien mit einem Verbrauch von 1.000 m<sup>3</sup> pro Jahr der reine Energiepreis, also ohne Transportentgelt, Steuern, Abgaben bzw. Messleistungen eruiert werden.

Zu diesem Zweck wurde mittels des Tarifikalkulators des österreichischen Regulators für den Gasmarkt E-Control das günstigste Angebot unter den gegebenen Lieferanten für diesen Haushalt gewählt und in nachfolgender Abbildung 125 dargestellt.

<b>TARIF KALKULATOR</b> GAS	Dokument:	tarifdetail.pdf	
	Seite:	1/2	
<b>TARIFDETAIL</b>	Abfragedatum:	16/11/2004	
	Postleitzahl:	1020	
	Verteilnetzbetreiber:	WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH	
	Gesamtverbrauch:	11070 kWh	

Da der Tarifikalkulator eine Berechnung auf Basis der gegenwärtigen Preise erstellt, kann dieses Ergebnis von dem Preis abweichen, der auf Ihrer Jahresabrechnung ausgewiesen ist. Preisänderungen durch den Lieferanten werden erst ab Zeitpunkt des Inkrafttretens im Tarifikalkulator berücksichtigt.

#### Tarif: Kärnten - Paket

Details zu Gastarif, Netzkosten sowie Steuern und Abgaben in EUR/Jahr.

<b>Energiepreis</b>		<b>201,66</b>
Einmalmessung	192,06	
Fixpreis/Jahr	9,60	
<b>Netzpreis</b>		<b>191,24</b>
Entgelt für Messleistungen	15,17	
Netznutzungsentgelt	176,08	
<b>Steuern und Abgaben</b>		<b>78,21</b>
Erdgasabgabe	66,00	
Gebrauchsabgabe auf die Netzkosten	12,21	
<b>Summe</b>		<b>471,11</b>
<b>Rabatte (auf Energiepreis)</b>		<b>-8,33</b>
Active-Bonus	-8,33	
Bei Zustellung der Energierechnung per Internet und Zahlung mittels Bankinzahlungsauftrag erhalten Sie zusätzlich eine jährliche Gutschrift von Euro 10,-.		
<b>Einmaleistungen (auf Energiepreis)</b>		<b>-14,94</b>
Ein Monat gratis heizen:	-14,94	
Für das erste Verrechnungsjahr erhalten Sie auf den Erdgaspreis einen Rabatt von 0,162 Cent brutto (0,135 Cent netto) je kWh.		
<b>Nettogesamtpreis</b>		<b>447,84</b>
Umsatzsteuer	89,57	
<b>Bruttogesamtpreis</b>		<b>537,40</b>

<b>Energilieferant:</b>	KELAG - Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
<b>Netzebene:</b>	Netzebene 3
<b>Abnahmeart:</b>	nicht gemessene Leistung
<b>Einmalmessung:</b>	11070 kWh
<b>Gültigkeitsbeginn:</b>	01/01/2004
<b>Gültigkeitsende:</b>	bis auf Widerruf

Hinweis: Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Inklusivpreise (Energiekosten, Netzkosten, Steuern und Abgaben) pro Jahr. Diejenigen Tarife, die mit \* gekennzeichnet sind, beinhalten Zusatzleistungen. Angaben ohne Gewähr. Ihre tatsächlichen Gesamtkosten können von diesen Werten geringfügig abweichen. Gründe dafür können z.B. sein: unterjährige Änderungen von einzelnen Kostenbestandteilen, Hinzukommen von Kommunalsteuern, die ev. in der Datenbank noch nicht erfasst sind, unterschiedliche Höhe des "Entgeltes für Messleistungen", da nur Standardwerte erfasst wurden und nicht individuelle Werte abgefragt werden (den tatsächlichen Wert finden Sie auf Ihrer Jahresabrechnung oder erkundigen Sie sich bei Ihrem Netzbetreiber).  
E-Control Tarifikalkulator - Ein Service der Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, www.e-control.at

Abbildung 125: Angebot Erdgasbelieferung kelag [Tarifikalkulator E-Control, 16.11.04 www.e-control.at]




Aus dem Angebot der Kelag ist ein Bruttoverkaufspreis von 4,85 €cent/kWh, ein Energiepreis (Erdgas inklusive Speicheranteil) von 201,66 € für 11.070 kWh/a, also 1,82 €cent/kWh zu entnehmen. Dieser Preis wird per August 2004 für ein Jahr aufgrund einer Fixpreisabsicherung garantiert. Die Gültigkeit des angebotenen Preises bezieht sich auf den Monat August, zu einem späteren Zeitpunkt kann ein davon unterschiedliches Preisangebot abgegeben werden, da sich aufgrund der Ölpreisschwankungen die Erdgaspreise an der österreichischen Grenze mit einem Zeitverzug entsprechend verändern.

Es kann nun festgehalten werden, dass ein Haushaltskunde zu einem Preis von maximal 1,82 €cent/kWh Biogas anstelle von Erdgas beziehen könnte, unter der Annahme, dass keine Bereitschaft besteht, für Biogas aufgrund des ökologischen Hintergrunds mehr als für Erdgas zu bezahlen. Um daraus den reinen Energiepreis für Biogas errechnen zu können, muss ein aliquoter Speicheranteil bzw. auch eine Risikokomponente für die Fixpreisabsicherung in Abzug gebracht werden. Aufgrund der Tatsache, dass diese Kostenbestandteile von jedem Gasversorgungsunternehmen unterschiedlich in Abhängigkeit von deren Speicherverträgen und Kundenstruktur kalkuliert werden, sollen an dieser Stelle entsprechende Annahmen für Speicher- bzw. Bilanzgruppenmanagementkosten (ca. 0,32 €cent/kWh) und eine Risikokomponente für Fixpreisabsicherungen (0,09 €cent/kWh) getroffen werden. Somit kann ein reiner Energiepreis von 1,41 €cent/kWh für Biogas kalkuliert werden. Bei Verrechnung diskriminierungsfreier Netztarife nach den Prinzipien der Kostenwahrheit kann das erzielbare Erlösniveau je nach Einspeisung in Netzebene 2 oder 3 um bis zu ca. 0,22 €cent/kWh höher liegen, somit bei bis zu 1,63 €cent/kWh.

#### Maximal erzielbares Preisniveau bei Haushaltskunden:

Am österreichischen Strommarkt wird schon seit einigen Jahren Strom aus erneuerbaren Energiequellen angeboten, daher sollen die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten für ausschließlich „grünen Strom“ (ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt) und Strom mit einem geringen Ökoanteil untersucht werden, um die Mehrzahlungsbereitschaft von Haushalten für Ökostrom zu definieren. Diese Mehrzahlungsbereitschaft im Bereich des Strommarktes soll in einem weiteren Schritt auf den Gasmarkt übertragen werden, in dem auf ein aktuelles Erdgasangebot diese Mehrzahlungsbereitschaft aufgeschlagen wird, um nach Abzug des Netzpreises, angenommenen Speicher- sowie Bilanzgruppenmanagementkosten und von Steuern und Abgaben den reinen Energiepreis für Biogas zu errechnen. Dieser Energiepreis für Biogas soll die theoretische Bereitschaft der österreichischen Haushalte verdeutlichen, Mehrkosten für Ökoenergie in Kauf zu nehmen und somit als Basis für Verkaufsaktivitäten für Biogas in diesem Kundensegment dienen. Es sei in diesem Zusammenhang nochmals darauf verwiesen, dass dieser Analogieschluss grundsätzlich einen unverbindlich-informativen Charakter hat und nicht der Anspruch auf vollständige Gültigkeit in der Praxis erhoben werden kann.

Als Ausgangsbasis der hierzu notwendigen Untersuchungen wurde ein fiktiver Haushalt in Wien mit einem Jahresbedarf von 3.500 kWh herangezogen, für den in dem von der E-Control veröffentlichten Tarifkalkulator entsprechende Lieferangebote per 13.12.04 berechnet wurden. Die nachfolgende Abbildung 126 zeigt die Auswertung dieser Anfrage im Detail.

<b>TARIF KALKULATOR</b> STROM	Dokument:	Strom-Ergebnis.pdf	
	Seite:	1/5	
RANKING	Abfragedatum:	13/12/04	
	Postleitzahl:	1120	
	Verteilnetzbetreiber:	Wienstrom GmbH	
	Gesamtverbrauch:	3500 kWh	

Da der Tarifkalkulator eine Berechnung auf Basis der gegenwärtigen Preise erstellt, kann dieses Ergebnis von dem Preis abweichen, der auf Ihrer Jahresabrechnung ausgewiesen ist. Preisänderungen durch den Lieferanten werden erst ab Zeitpunkt des Inkrafttretens im Tarifkalkulator berücksichtigt.

#### Die günstigsten Stromtarife in der Übersicht.

Nr.	Tarifname und Primärenergieträger (erneuerbar, fossil, nuklear)	Endpreis (inkl. USt. in EUR/Jahr)
1.	HIT 66,50% - 20,86% - 12,65% -	504,85
2.	Kärnten-Pur Austria 70,18% - 19,43% - 10,20% -	507,25
3.	STW-Strom privat 72,81% - 27,19% - 0,00% -	512,17
4.	AAE - NATURSTROM 100,00% - 0,00% - 0,00% -	514,21
5.	switch 28,79% - 60,84% - 10,36% -	523,45
6.	Unsere Wasserkraft HAUSHALT 100,00% - 0,00% - 0,00% -	540,05
7.	AAE-KLEINWASSERKRAFT 100,00% - 0,00% - 0,00% -	540,25
8.	MyElectric Privat 100,00% - 0,00% - 0,00% -	543,58
9.	OPTIMA 0,00% - 0,00% - 0,00% -	550,03
10.	AAE - Naturstrom PLUS 100,00% - 0,00% - 0,00% -	594,01
11.	NaturStrom 0,00% - 0,00% - 0,00% -	596,65
12.	oekostrom 100,00% - 0,00% - 0,00% -	669,09

Hinweis: Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Inklusivpreise (Energiekosten, Netzkosten, Steuern und Abgaben) pro Jahr. Diejenigen Tarife, die mit \* gekennzeichnet sind, beinhalten Zusatzleistungen. Angaben ohne Gewähr. Ihre tatsächlichen Gesamtkosten können von diesen Werten geringfügig abweichen. Gründe dafür können z.B. sein: unterjährige Änderungen von einzelnen Kostenbestandteilen, Hinzukommen von Kommunalsteuern, die ev. in der Datenbank noch nicht erfasst sind, unterschiedliche Höhe des "Entgeltes für Messleistungen", da nur Standardwerte erfasst wurden und nicht individuelle Werte abgefragt werden (den tatsächlichen Wert finden Sie auf Ihrer Jahresabrechnung oder erkundigen Sie sich bei Ihrem Netzbetreiber).  
E-Control Tarifkalkulator - Ein Service der Energie-Control GmbH, Rudolfstplatz 13a, 1010 Wien, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

Abbildung 126: Tarifkalkulator Strom per 13.12.04 (Tarifkalkulator E-Control, 16.11.04 [www.e-control.at](http://www.e-control.at))

Der billigste Anbieter von Strom laut dieser Anfrage ist die Firma „HIT“ (VKW Voralberger Kraftwerke AG), die zu einem Komplettpreis von € 504,85 inkl. Ust. (= 14,42 €cent/kWh) eine Jahreslieferung angeboten hat. Die Firma oekostrom AG hingegen bietet nach obiger Darstellung den teuersten Strom mit € 669,09 inklusive Netzpreis sowie Steuern und Abgaben an. Aber der gelieferte Strom wird ausschließlich aus den erneuerbaren Energieträgern Wind, Sonne, Biomasse und einem relativ geringen Anteil von Kleinwasserkraft gewonnen und somit kann die Firma oekostrom von allen Anbietern als einziges Unternehmen die Lieferung reinen „Ökostroms“ garantieren. Alpe Adria Naturenergie AG, MyElectric und Unsere Wasserkraft GmbH & CoKG hingegen liefern Strom ausschließlich aus Wasserkraft. Aus diesem Grund soll das Angebot der Firma oekostrom als Basis für die Mehrzahlungsbereitschaft von Haushalten im Vergleich zu Anbietern mit einem geringeren Anteil erneuerbarer Energieträger in der Stromproduktion herangezogen werden.

Als Grundlage hierfür werden nochmals die Details zu den Angeboten oben genannter Unternehmen in nachfolgender Tabelle 68 dargestellt.

Stromtarife	Endpreis brutto (Energie, Netz, Steuern & Abgaben in EUR/Jahr)	Preisbestandteile
<b>HIT</b>	504,84	
Energiepreis Strom		142,00
Netzpreis		193,52
Steuern und Abgaben		85,18
Umsatzsteuer		84,14
<b>oekostrom</b>	669,08	
Energiepreis Strom		278,87
Netzpreis		193,52
Steuern und Abgaben		85,18
Umsatzsteuer		111,51

Tabelle 68: Bruttopreise einzelner Stromanbieter per 13.12.04

Setzt man nun den Bruttopreis der Firma HIT in Relation zum angebotenen Bruttopreis der Firma oekostrom, erhält man die Mehrzahlungsbereitschaft für Ökostrom gegenüber „normalem“ Strom mit geringem Anteil erneuerbarer Energieträger. Diese Kalkulation ist in nachfolgender Tabelle 69 dargestellt.

Mehrzahlungsbereitschaft für OEKOSTROM in Bezug auf Endpreis brutto		
	Endpreis brutto (Energie, Netz, Steuern & Abgaben in EUR/Jahr)	Mehrzahlungsbereitschaft in %
HIT	504,84	100,00%
oekostrom	669,08	132,53%

Tabelle 69: Mehrzahlungsbereitschaft von Haushalten für Ökostrom


Aus dieser Darstellung ergibt sich eine derzeit am Markt feststellbare Mehrzahlungsbereitschaft für Ökostrom im Ausmaß von ca. 32,5 %, wenn sich ein Haushaltskunde statt für das günstigste Angebot der Firma HIT für das Angebot von oekostrom entscheidet.

Um abschließend noch einen Ausblick auf das in diesem Kundensegment vorhandene Absatzpotenzial aufzuzeigen, soll der Marktanteil der Firma oekostrom im Strommarkt als Vergleichswert herangezogen werden. Aktuell werden österreichweit ca. 4.500 Kunden von oekostrom mit ausschließlich aus Wind, Sonne, Biomasse und Kleinwasserkraft produziertem Strom beliefert. In Wien beliefert die hauptsächlich in Ostösterreich tätige Fa. oekostrom ca. 3.500 Haushalte mit Ökostrom. Das entspricht einem Marktanteil von 0,5 % in Wien (3.500 von 0,7 Mio Haushalten). In den nachfolgenden Betrachtungen wird von einer Mehrzahlungsbereitschaft von 30 % für Ökoenergie bei 0,5 % der Kunden ausgegangen.

Basierend auf der (optimistische) Annahme, dass österreichische Haushalte für den Gasbezug eine ähnliche Bereitschaft für die Zahlung eines höheren Preises für Biogas als für herkömmliches Erdgas analog zum Wiener Strommarkt zeigen, würde ein Anteil von 0,5 % der 1,1 Mio. Haushalte, die Gas beziehen, bereit sein, um 30 % mehr für Ökogas zu bezahlen. Dass wären österreichweit etwa 5.500 Haushalte.

Überträgt man nun diese am Strommarkt beobachtbare Bandbreite an Mehrzahlungsbereitschaft von Haushaltskunden in den Gasmarkt, müssen in einem ersten Schritt für einen exemplarischen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 11.070 kWh (bzw. 1.000 m<sup>3</sup>) wiederum entsprechende Angebote zur Erdgaslieferung eingeholt werden.

Die Ergebnisse der Angebotseinholung durch den Tariffkalkulator des Regulators sind in nachfolgender Abbildung 127 dargestellt.

<b>TARIF KALKULATOR</b>	Dokument:	Gas-Ergebnis.pdf	
	GAS	Seite: 1/3	
<b>RANKING</b>	Abfragedatum:	13/12/2004	
	Postleitzahl:	1120	
	Verteilnetzbetreiber:	WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH	
	Gesamtverbrauch:	11070 kWh	

Da der Tarifkalkulator eine Berechnung auf Basis der gegenwärtigen Preise erstellt, kann dieses Ergebnis von dem Preis abweichen, der auf Ihrer Jahresabrechnung ausgewiesen ist. Preisänderungen durch den Lieferanten werden erst ab Zeitpunkt des Inkrafttretens im Tarifkalkulator berücksichtigt.

#### Die günstigsten Gastarife in der Übersicht.

Nr.	Tarifname:	Endpreis (inkl. USt. in EUR/Jahr):
1.	Kärnten - Paket	<b>565,34</b>
2.	Wien Energie Erdgas	<b>591,35</b>
3.	Erdgas Oberösterreich Tarif Ostösterreich	<b>613,41</b>
4.	Haushalt/Gewerbe	<b>613,97</b>
5.	MyElectric Erdgas Privat	<b>634,62</b>

Abbildung 127: Tarifkalkulator Gas per 13.12.04 (Tarifkalkulator E-Control, 16.11.04 [www.e-control.at](http://www.e-control.at))

Unter der Annahme, dass sich nun ein Haushaltskunde für den günstigsten Anbieter für Erdgas entscheiden würde, wird nachfolgend die Kalkulation der Mehrzahlungsbereitschaft für Biogas auf das Angebot der Firma kelag mit einem Jahresbruttopreis von € 565,33 bezogen. Die Details zu diesem Angebot werden in nachfolgender Tabelle 70 dargestellt.

Gastarife	Endpreis brutto (Energie, Netz, Steuern & Abgaben in (€/Jahr)	Preisbestandteile (€/Jahr)
kelag Erdgas (1.000 m <sup>3</sup> )	565,33	
Energiepreis Erdgas 1.000 m <sup>3</sup>		201,66
Energiepreis Erdgas je kWh in €Ct		1,82
Netzpreis		191,24
Steuern und Abgaben		78,21
Umsatzsteuer		94,22

Tabelle 70: Angebot kelag Erdgas per 13.12.04 [Kelag 2004 ]

Ausgehend von einer Mehrzahlungsbereitschaft für reine Ökoenergie von ca. 30 % bei 0,5% der Kunden im Wiener Strommarkt ergibt sich damit ein Bruttopreis für Ökogas (Biogas) von € 735. Auf Grundlage dieses Preises soll nun in einem weiteren Schritt der reine Energiepreis für Biogas, die ein Produzent von Biogas unter Annahme dieser im Strommarkt beobachteten Mehrzahlungsbereitschaft verlangen könnte, berechnet werden. In der nachfolgenden Tabelle 71 wird durch Subtraktion der Speicher- sowie

Bilanzgruppenmanagementkosten (Annahme: in Summe 0,32 €cent/kWh) sowie der Netzkosten und sämtlicher Steuern und Abgaben von den durch die Mehrzahlungsbereitschaft erhöhten Bruttoverkaufspreis der Energiepreis für Biogas kalkuliert.

<b>Mehrzahlungsbereitschaft Biogas in Analogie zu Strom</b>			
Jahresverbrauch 1.000 m <sup>3</sup> bzw. 11.070 kWh			
	<b>Verkaufspreis Biogas in €</b>	<b>Erlösbestandteile in €</b>	<b>Erlösbestandteile in €cent/kWh</b>
Verkaufspreis Biogas (brutto)	734,40		
Energiepreis (Energie, Speicher und BGM)		342,55	3,09
Netzpreis		191,24	1,73
Steuern und Abgaben		78,21	0,71
Umsatzsteuer		122,4	1,11
Verkaufspreis Biogas (brutto)	734,40		
Energiepreis (Energie)		307,57	2,78
Speicher und Bilanzgruppenmanagement		34,98	0,32
Netzpreis		191,24	1,73
Steuern und Abgaben		78,21	0,71
Umsatzsteuer		122,4	1,11

Tabelle 71: Energiepreis für Biogas unter der Annahme einer Mehrzahlungsbereitschaft

Aus der obigen Tabelle kann nun unter der Annahme, dass 0,5 % der österreichischen Gas-Haushaltskunden in Zukunft bereit sind, für reines Biogas um etwa 30 % mehr zu bezahlen, als für herkömmliches Erdgas, ein Energiepreis für Biogas im Ausmaß von 2,78 €cent/kWh ermittelt werden.

Im Falle der Neugestaltung der Netztarife nach den Prinzipien der Kostenwahrheit kann das erzielbare Erlösniveau je nach Einspeisung in Netzebene 2 oder 3 um bis zu ca. 0,22 €cent/kWh höher liegen, somit bei bis zu 3 €cent/kWh.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass im Haushaltsbereich nur von einer Mehrzahlungsbereitschaft in einem sehr kleinen Segment ausgegangen werden, das sicher nicht groß genug ist, um das gesamte Biogaspotenzial darin zu vermarkten. Der Analogieschluss aus dem Strommarkt führt zu der Annahme, dass fast alle Haushalte Biogas nur zu bzw. unter einem Preis für Erdgas kaufen würden, das damit verbundene Erlösniveau für Biogas liegt dabei bei 1,41 €cent/kWh. Weiters kann man aus dem Strommarkt ableiten, dass österreichweit optimistisch geschätzt 0,5 % der Haushalte eine Mehrzahlungsbereitschaft von rund 30 % beim Kauf von Biogas zeigen würden, das damit zu erzielende Preisniveau liegt für Biogas bei 2,78 €cent/kWh.

## 7.2.3 Direktverkauf an industrielle Erdgasverbraucher

In diesem Kapitel soll der Einsatz von Biogas in Produktionsprozessen bei industriellen Erdgasverbrauchern aus wirtschaftlicher Sicht untersucht werden. Dabei soll einerseits die Frage geklärt werden, unter welchen Umständen Biogas grundsätzlich als Energieträger für Industriekunden eingesetzt und welches Erlösniveau dabei erzielt werden kann. Darauf aufbauend soll näher auf die Frage eingegangen werden, welcher wirtschaftlicher Zusatznutzen von industriellen Erdgasverbrauchern generiert werden kann, wenn Erdgas durch CO<sub>2</sub>-neutrales Biogas in Hinblick auf den Emissionszertifikatshandel substituiert wird.

### 7.2.3.1 Biogas für den Einsatz im industriellen Produktionsprozess

Um die Verwertungsmöglichkeit von Biogas in Industriebetrieben näher untersuchen zu können, müssen einleitend die Rahmenbedingungen hierfür definiert werden. Zunächst soll der Typus eines industriellen Erdgasverbrauchers näher beschrieben werden. Als industrieller Erdgasverbraucher wird jedes Unternehmen verstanden, das Erdgas fast ausschließlich als Prozessgas in seiner Produktionsstätte in einem Mindestausmaß von 5 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr verwendet.

Eine wesentliche Voraussetzung für den Einsatz von Biogas stellt auch die entsprechende vertragliche Gestaltung des Erdgas-Liefervertrages eines Industriekunden dar, die eine Bandlieferung von Biogas im Rahmen der aktuellen Lieferantenbeziehung ermöglicht. Diese Voraussetzung beruht weiters auf der realistischen Annahme, dass aufgrund der begrenzten Produktionsmöglichkeiten von Biogasanlagen eine Vollversorgung (strukturierte Belieferung eines Kunden inklusive Speicher- und Bilanzgruppendienstleistungen) für diese Kundengruppe auszuschließen und nur von einer Bandlieferung von Biogas als Substitutionsmöglichkeit von Erdgas auszugehen ist.

Weiters muss auch eine konstante Qualität des gelieferten Biogases bzw. Mischgases vor allem in Bezug auf den Brennwert garantiert werden, denn viele energieintensive Industriebetriebe sind auf einen konstanten Energieinhalt des gelieferten Gases im Produktionsprozess angewiesen.

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen soll nun im Folgenden ein realistisches Erlösniveau für Biogas auf Basis erzielbarer Industrieerdgaspreise kalkuliert werden. Als Grundlage hierfür werden die von E-Control, dem für den österreichischen Gasmarkt zuständigen Regulator, veröffentlichten Erdgaspreise für Industriekunden herangezogen, die in nachfolgender Abbildung 128 im internationalen Vergleich dargestellt werden.

Die Abbildung 128 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Gaspreise für Industriekunden (500 GWh bzw. ca. 45 Mio. Nm<sup>3</sup> Jahresverbrauch) in unterschiedlichen europäischen Ländern dar. Die Preise sind in €cent/kWh angegeben und beinhalten alle gesetzlichen Steuern, Abgaben sowie Zuschläge exklusive Umsatzsteuer.

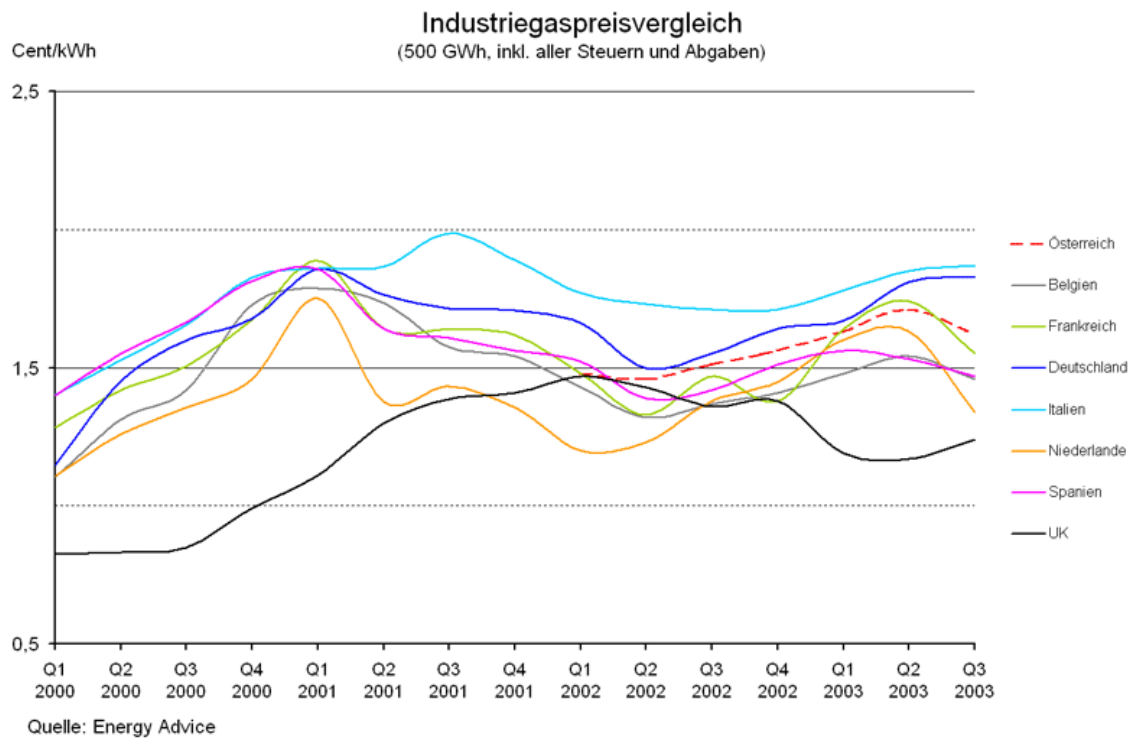


Abbildung 128: Vergleich der Entwicklung des Industriegaspreises 2000-2003 [Quelle: www.e-control.at]

Aus dieser Abbildung lässt sich ein durchschnittlicher Erdgaspreis exklusive Transport von ca. 1,59 €cent/kWh im Zeitraum Jänner 2002 bis September 2003 ermitteln, den österreichische Industriekunden an ihren jeweiligen Erdgaslieferanten bezahlen.

Für die Kalkulation eines erzielbaren Erlösniveaus von Biogas als Bandlieferung unter den einleitend beschriebenen Rahmenbedingungen müssen in einem weiteren Schritt die anteiligen Speicherkosten bzw. Kosten für das Bilanzgruppenmanagement in Abzug gebracht werden. Aus diesem Grund wird die Entwicklung des Importpreises für Erdgas bzw. eines entsprechenden Durchschnittspreises herangezogen (vgl. Abbildung 123), um in einer anschließenden Kalkulation die Differenz zu den veröffentlichten Industrieerdgaspreisen die Kosten für Speicher- sowie Bilanzgruppendienstleistungen zu eruieren.

Aus den in Abbildung 123 zugrunde liegenden Daten lässt sich ein durchschnittlicher Importpreis für Erdgas im Zeitraum Jänner 2002 bis April 2004 von 1,21 €cent/kWh kalkulieren. Aus dem Vergleich mit dem durchschnittlichen Verkaufspreis im selben Zeitraum von 1,59 €cent/kWh resultiert eine Spanne von 0,38 €cent/kWh, die sämtliche Kosten für Speicherdienstleistungen, Bilanzgruppendienstleistungen (z.B. Fahrplanmanagement, Ausgleichsenergieerisiko) sowie Clearingentgelt und eine entsprechende Handelsmarge des Erdgaslieferanten abzudecken hat.

Für die Preiskalkulation von Biogas als Bandmenge für Industriekunden muss nun wieder das durchschnittliche Preisniveau von importierten Erdgas im Ausmaß von 1,21 €cent/kWh herangezogen werden. Darauf aufbauend muss der Betreiber einer Biogasanlage eine



entsprechende Marge abhängig von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und seinen jeweiligen Gemeinkosten (Verwaltung, Bilanzgruppenmanagement) kalkulieren, um eine entsprechende Rentabilität zu erreichen. Diese Marge kann nur auf individueller Basis kalkuliert werden, eine generelle Aussage zu diesem Thema kann daher an dieser Stelle nicht gemacht werden. Die Berücksichtigung von Speicherkosten ist in diesem Zusammenhang nicht notwendig, da Biogas in diesem Fall als Bandmenge an den Industriekunden geliefert wird. Auf Basis der oben angeführten Analysen kann nun für Biogas ein durchschnittliches Erlösniveau von 1,6 €cent/kWh angenommen werden, der aber auch Bilanzgruppenmanagement und Clearingentgelt abdecken muss. Der erzielbare Energiepreis sollte somit über 1,21 €cent/kWh liegen.

### 7.2.3.2 Biogas als Ausgleichsenergie für industrielle Erdgasverbraucher

Durch die Einführung eines neuen Marktmodells mit der Voll liberalisierung des österreichischen Gasmarktes per Oktober 2002 wurden den einzelnen Marktteilnehmern neue Aufgaben bei der Abwicklung von Erdgaslieferungen zu geordnet. Mit der Schaffung sogenannter Bilanzgruppen, die Lieferanten und Kunden virtuell zu einer Gruppe zusammenfassen, wurde die Verpflichtung eingeführt, je Bilanzgruppe eine Verbrauchsplanung für den jeweils folgenden Tag basierend auf 24 Stunden zu erstellen. Diese sogenannten Fahrpläne dienen dem übergeordneten Netzbetreiber (Austrian Gas Grid Management GmbH, kurz AGGM) zum effizienten Betrieb des österreichischen Gasnetzes. Durch eine möglichst exakte Verbrauchsplanung des jeweils folgenden Tages sollen Druckschwankungen durch ungeplante Mehr- oder Minderentnahmen vermieden werden. In der Realität zeigt sich aber, dass in vielen Stunden der Istverbrauch von dem geplanten Verbrauch abweicht. Dadurch entstehen Druckschwankungen, die durch die Einspeisung oder Entnahmen von Erdgas - sogenannter Ausgleichsenergie - nivelliert werden. Mit Hilfe des Fahrplanes kann nun bei einem direkten Vergleich von geplantem (Fahrplan) und tatsächlichen (Messdaten des jeweiligen Verteilernetzbetreibers) Verbrauch für jede Bilanzgruppe die Abweichungen und damit verbunden die entsprechende Menge an Ausgleichsenergie für jede Stunde ermittelt werden, um darauf aufbauend die einzelnen Bilanzgruppen nach einem abgeschlossenen Liefermonat entweder mit einer Gutschrift oder einer Lastschrift zu belasten.

Jeder Lieferant trägt nun grundsätzlich für seine Kunden das damit verbundene Ausgleichsenergieisiko, in dem er für all seine Abnehmer einen Fahrplan erstellt und diese in einem Summenfahrplan zusammenfasst. Dieses Risiko wird in sogenannten Vollversorgungsverträgen inkludiert, im Rahmen dessen sich der Lieferant verpflichtet, Erdgas strukturiert zu liefern und sämtliche Dienstleistungen im Rahmen einer Bilanzgruppe wie etwa das Fahrplanmanagement für den Kunden zu übernehmen.

Es stellt sich nun die Frage, ob diese Mehrkosten betreffend das Ausgleichsenergieisiko nicht auch von industriellen Erdgasverbrauchern selbst minimiert werden könnte, in dem die Erstellung von Fahrplänen und das damit verbundene Risiko der Abweichung von den geplanten Verbrauchswerten selbst übernommen wird. Hier könnte Biogas, das in unmittelbarer Nähe eines industriellen Erdgasverbrauchers produziert und direkt in den Produktionsprozess einfließen könnte, zur Minimierung des Ausgleichsenergieisikos

beitragen. Grundsätzlich würde durch einen kontinuierlichen Vergleich des geplanten Stundenverbrauchswertes mit dem jeweiligen Istverbrauch vor Ort die Einspeisung von Biogas so variiert werden, dass der Istverbrauch zur Gänze oder beinahe dem geplanten Verbrauch entspricht. Hier würde Biogas quasi als Speichermedium eingesetzt werden, um Schwankungen des Istverbrauchs auszugleichen.

Dies würde aber voraussetzen, dass Biogas variabel, also mit einer zu jeder Stunde veränderbaren Leistung, eingespeist werden muss. Weiters müsste parallel zu einer kontinuierlichen Verbrauchsmessung auch das aktuelle Preisniveau für Ausgleichsenergie mit jenem von Biogas verglichen werden, um zu garantieren, dass das jeweils günstigste Gas (Ausgleichsgas oder Biogas) ergänzend in den Produktionsprozess einfließt.

Um diesen Preisvergleich durchführen zu können, benötigt man aber das stets aktuelle Preisniveau für Ausgleichsenergie. Bis Ende 2003 war es für Verbraucher möglich, Ausgleichsenergiepreise in der Vergangenheit bis auf den jeweils vergangenen Tag via Internet abzurufen. Durch diese Information konnte recht gut abgeschätzt werden, auf welchem Niveau aktuell Ausgleichsenergie gehandelt wurde. Diese Information wäre für oben beschriebenen Einsatz von Biogas notwendig, um abzuklären, ob nun Biogas billiger als Ausgleichsenergie zugekauft werden kann, um den tatsächlichen Verbrauch dem geplanten Verbrauch anzunähern.

Seit der Änderung der Berechnungsformel für Ausgleichsenergiepreise am Ende des Jahres 2003 besteht die Möglichkeit des Abrufes aktueller Ausgleichsenergiepreise nicht mehr, seither können die vollständigen Ausgleichsenergiepreise nur mehr ab Mitte des Folgemonats abgerufen werden. Durch diesen Umstand ist es nun nicht möglich, Biogas als effizientes Mittel zur Ausgleichsenergieminimierung einzusetzen, da diese notwendige Datengrundlage de facto nicht mehr vorhanden ist. Aus diesem Grund wird auf eine weitere Behandlung dieser alternativen Verwertungsmöglichkeit in diesem Kapitel verzichtet.

### **7.2.3.3 Biogas als Substitutionsenergie für den Handel mit Emissionszertifikaten**

Industrielle Erdgasverbraucher in Österreich sind aufgrund ihrer Wettbewerbssituation und auch aufgrund des liberalisierten Erdgasmarktes in Bezug auf den Energieeinkauf sehr kostenbewusst. Allfällige Mehrkosten für alternative Energieträger wie Biogas würden ohne gesetzliche Verpflichtung mit Sicherheit nicht akzeptiert werden. Es muss daher nach neuen Möglichkeiten gesucht werden, Biogas mit einem Zusatznutzen zu versehen, um diesen alternativen Energieträger für Großverbraucher wirtschaftlich attraktiv werden zu lassen.

Eine interessante Möglichkeit dafür ergibt sich aus der Umsetzung des Kyoto-Protokolls in Österreich. Im Rahmen dieses Programms aus dem Jahre 1997 haben sich die Vertragsstaaten prinzipiell auf die Einführung marktwirtschaftlicher Instrumente zur Reduktion von Treibhausgasemissionen geeinigt. Demnach sollen diese Emissionen im Zeitraum 2008 – 2012 weltweit um 5,2 % unter das Niveau von 1990 abgesenkt werden. Dabei sind die Verpflichtungen unterschiedlich aufgeteilt. Die EU hat ihre gemeinsame Reduktionsverpflichtung von 8 % gemäß einer EU-internen Lastenverteilung erneut verteilt.

Österreich gehört mit 13 % zu den Ländern, die ihre Emissionen am stärksten reduzieren müssen.

Die Richtlinie für ein europäisches Emissionshandelssystem (2001/581 EU) sieht die Implementierung des Emissionshandels innerhalb der EU im Zeitraum 2005 – 2007 vor. Auf Basis des Emissionszertifikatsgesetzes [EZG 2004] mit Inkrafttreten von 1.5.2004 wurde am 1. Jänner 2005 der Handel mit Verschmutzungsrechten (Zertifikatshandel) gestartet. In Österreich werden etwa 200 Unternehmen daran teilnehmen.

International bildet sich der Emissionshandel als wesentliches Element zur Reduktion von Treibhausgasen heraus. Das Grundprinzip ist dabei, dass Emissionsreduktionen dort durchgeführt werden, wo die Kosten am günstigsten sind und dadurch die Gesamtkosten für die Reduktion der Emissionen insgesamt minimiert werden. Dieses System kann natürlich nur in solchen Bereichen angewandt werden, wo es zu keinen lokalen Beeinflussungen durch den Ausstoß von Schadstoffen kommen kann. Treibhausgase, deren Wirkung vom Ort der Emission unabhängig ist, sind prädestiniert für den Einsatz von Handelssystemen. Bereits heute sind weltweit einige Emissionshandelssysteme aktiv, vor allem im angloamerikanischen Raum. In den USA existiert ein Handelssystem in mehreren Bundesstaaten für SO<sub>2</sub>, in Kanada für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>. Großbritannien hat im Zuge eines sehr ambitionierten Klimaschutzprogramms ein nationales Emissionshandelssystem für Treibhausgase entwickelt, das bereits voll im Laufen ist und nun in das EU-Emissionshandelssystem integriert werden soll. Das Handelssystem erlaubt den Regierungen, Obergrenzen für die Emission der Gase festzulegen, während die betroffenen Unternehmen die Wahl haben, wo und wie sie ihre Emissionen reduzieren wollen.

Im Prinzip werden den Unternehmen Emissionsrechte (Zertifikate) zugeteilt, wobei jedes Zertifikat zur Emission einer Tonne des betreffenden Gases berechtigt. Die Verteilung dieser Emissionszertifikate ist im Nationalen Zuteilungsplan geregelt. Emittiert das Unternehmen in der Folge eine geringere Menge als prognostiziert (z.B. aufgrund technischer Umstellungen), so kann es die überschüssigen Zertifikate am Markt verkaufen. Auf gleiche Weise kann ein Unternehmen entscheiden, mehr als die vorgesehene Menge an Gasen zu emittieren und die nötigen Zertifikate am Markt zu kaufen. Im Gegensatz zu klassischen Umweltauflagen, die einzelne Anlagen mit fixen Emissionslimits versehen, gibt ein Handelssystem den betroffenen Unternehmen die Freiheit, Reduktionsziele nach ihrer eigenen Strategie und nach eigenem Plan zu erreichen.

Das EU-Emissionshandelssystem hat am 1. Jänner 2005 begonnen. Die erste Handelsperiode läuft von 2005 bis 2007, die zweite von 2008 bis 2012. In weiterer Folge werden neue Fünfjahresperioden erwartet. Das Handelssystem wird dabei nach dem Prinzip des 'Cap and Trade' funktionieren. Dies bedeutet, dass durch das Festsetzen der Gesamtzahl an Zertifikaten vor Beginn der Handelsperiode eine Obergrenze für die Emissionen aus Anlagen, die unter das System fallen, gezogen wird. Während einer Periode können keine weiteren Zertifikate ausgegeben werden. Jeder Anlage wird dann für die aktuelle Periode eine bestimmte Zahl an Zertifikaten zugeteilt. Die genauen Zahlen der zugeteilten Zertifikate werden in einem Dokument festgelegt, das 'Nationaler Zuteilungsplan' genannt wird. Es existieren eine Reihe von Regeln und Kriterien für die Zuteilung, die die Regierungen der Mitgliedstaaten einhalten müssen.

Im Vorfeld zur Einführung des EU-Emissionszertifikatenhandels haben sich auf virtuellen Marktplätzen durch entsprechende Handelsaktivitäten Marktpreise für diese Zertifikate entwickelt, die einen Rückschluss auf das Preisniveau ab Jänner 2005 ermöglichen. Demnach können Emissionszertifikate vermutlich in einer Preisbandbreite von 10-15 € pro Tonne Kohlendioxid gehandelt werden.

Dieser künftige Handel mit Emissionszertifikaten stellt in Zukunft einen wichtigen Faktor in Entscheidungen bei Industrieunternehmen dar, die einerseits ihre Produktionskapazitäten aus wirtschaftlichen Gründen ausbauen wollen bzw. die andererseits ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren wollen. In diesem Zusammenhang kann Biogas künftig eine wichtige Rolle spielen, denn eine energetische Nutzung von Biogas setzt netto kein Kohlendioxid frei. Somit trägt die Verwendung von Biogas im Gegensatz zum fossilen Energieträger Erdgas nicht zum Treibhauseffekt bei.

Dieser Vorteil kann nun in oben beschriebenen Handelsplatz für Emissionszertifikate für Industriebetriebe genutzt werden. Substituiert beispielsweise ein Industriebetrieb einen bestimmten Prozentsatz seines Erdgasverbrauches durch Biogas, wird dadurch weniger Kohlendioxid emittiert und die damit zur Verfügung stehenden Zertifikate können am entsprechenden Markt veräußert werden. Kann nun Biogas zu einem günstigeren Preis als der Verkaufserlös der mit dem Einsatz von Biogas verbundenen Zertifikate zugekauft werden, ist eine attraktive Verwertungsform für Biogas gegeben. Dieselbe Annahme gilt selbstverständlich für jene Unternehmen, die ihre Produktionskapazitäten erhöhen wollen, und die durch die partielle Substitution von Erdgas durch Biogas weniger Zertifikate zukaufen müssen.

In dem folgenden Kapitel soll diese wirtschaftliche Verwertungsmöglichkeit von Biogas näher untersucht werden.

#### **7.2.3.3.1 Preiskalkulation von Biogas als Substitutionsenergie für Erdgas**

Ausgehend von einem Preisniveau von 10-15 €/Emissionszertifikat für 1 Tonne CO<sub>2</sub> soll nun die Ersparnis durch den Einsatz von Biogas in einem Produktionsprozess anhand eines Beispiels kalkuliert werden, um darauf aufbauend ein künftiges Erlösniveau für Biogas zu erarbeiten. Die Preisannahmen für die zu handelnden Emissionszertifikate basieren auf den derzeit aktuell angebotenen Nachfrage- bzw. Angebotswerten von „natsource“ [Natsource 2004], einer Handelsplattform für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die in nachfolgender Abbildung 129 gezeigt werden. Für die weiteren Kalkulationsschritte wird von einem realistischen Preissteigerungspotenzial auf bis zu 15 € pro gehandeltem Zertifikat (bzw. pro Tonne CO<sub>2</sub>) ausgegangen.



N A T S O U R C E

Tel. +44 (0) 20 7827 2942

Contact: Martin Collins, Tim Atkinson, Fiona Santokie

Email: [natsource2@tullib.com](mailto:natsource2@tullib.com)**NOTE: ALL transactions must be closed via telephone (recorded lines)**

Natsource EU Allowance Notice Board									
Updated					16.Sep.04		09:50:00 (BST)		
BID					OFFER				
Ref	Vintage	Other terms	Quantity	Price EUR (€)	Price EU (€)	Quantity	Other terms	Vintage	Ref
EUA1	1st Period	Delivery Dec 1 2005	10.000	€ 8,55	€ 8,70	10.000	Delivery Dec 1 2005	1st Period	EUA2

Disclaimer: The price data herein is provided by Natsource Europe Ltd. for information purposes only and should not be used or construed as an indicator of future performance, an offer to sell, a solicitation of an offer to buy, or a recommendation for any commodity. Natsource Europe Ltd does not guarantee the suitability or potential value of any particular investment, or information contained herein.

Abbildung 129: Angebots- und Nachfragepreis von Emissionszertifikaten [Natsource 2004]

Als Ausgangsbasis für das nachfolgende Rechenbeispiel dient ein Unternehmen der Stahlindustrie (Giesserei) mit einem Jahresverbrauch von 20 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas und relevanter CO<sub>2</sub>-Emission. Es soll eine Verbrauchsmenge von 1 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas durch Biogas substituiert werden, um die durch die CO<sub>2</sub>-Minderemission frei werdenden Zertifikate am Handelsplatz zu verkaufen. Die energieäquivalente Menge an Biogas entspricht bei einem angenommenen Brennwert von 6,6 kWh einem Erdgasvolumen von 1.677.000 m<sup>3</sup> (das Verhältnis von Erdgas zu Biogas entspricht somit 1:1,67).

Bei der Verbrennung von einem Kubikmeter Erdgas werden 1,98 kg CO<sub>2</sub> emittiert. Ersetzt man nun Erdgas durch Biogas, so kann durch dessen CO<sub>2</sub>-Neutralität je Kubikmeter substituiertem Erdgas genau diese Menge von 1,98 kg CO<sub>2</sub> vermieden werden.

In unserem Rechenbeispiel wird nun mit dem eingesetzten Biogasvolumen von 1.677.000 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 1.980 Tonnen vermieden. Würde man die damit verbundenen 1.980 Zertifikate am entsprechenden Marktplatz verkaufen, könnte man zu einem Minimalpreis von 10 €/t einen Preis von 19.800 € bzw. im Fall von 15 €/t einen Erlös von 29.700 € erzielen. Bezogen auf den Kubikmeter Biogas ergibt das einen Erlös von minimal 1,18 €cent/m<sup>3</sup> oder 0,18 €cent/kWh (Brennwert 6,64 kWh/m<sup>3</sup>) bzw. maximal 1,77 €cent/m<sup>3</sup> oder 0,26 €Cent/kWh (Brennwert 6,64 kWh/m<sup>3</sup>). Somit stellt dieser Erlös jene maximale Spanne dar, um die Biogas gegenüber Erdgas bei industriellen Verbrauchern, die am Emissionshandel teilnehmen, teurer sein darf.

Um ein Erlösniveau für Biogas als Substitutionsenergie für Erdgas kalkulieren zu können, wird als Ausgangsbasis der kalkulierte Energiepreis für Biogas in Kapitel 7.2.1 im Ausmaß von 1,21 €cent/kWh zuzüglich einer individuellen Marge herangezogen. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erwähnt, ist nun keine Berücksichtigung der Kosten für Speicher bzw. Bilanzgruppenmanagement notwendig, da Biogas einerseits bandförmig eingespeist werden kann und andererseits bereits mit dem Erdgasliefervertrag sämtliche Dienstleistungen für die Mitgliedschaft einer Bilanzgruppe abgedeckt sind.

Somit ergibt sich bei einer Ausgangsbasis zur Berechnung eines Erlösvolumens für Biogas im Ausmaß von 1,21 €cent/kWh mit einem Aufschlag von 0,18 €cent/kWh ein minimaler Preis von 1,39 €cent/kWh und mit einem Aufschlag von 0,26 €cent/kWh ein maximaler Preis von 1,47 €cent/kWh durch die Substitution von Erdgas durch Biogas mit anschließender Verwertung der damit verbundenen Emissionszertifikate.

Innerhalb dieses kalkulierten Preisbandes von 1,39 €cent/kWh bis 1,47 €cent/kWh wäre ein industrieller Erdgasverbraucher, der an Emissionshandel teilnimmt, bereit, unter Berücksichtigung des Zusatznutzes bei einem Verkauf von Emissionszertifikaten Biogas in entsprechenden Mengen zuzukaufen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sämtliche vertragsrechtliche Fragen mit dem Erdgaslieferanten zu klären sind, da Biogas nur in bandförmiger Lieferung zugekauft werden kann. Dies bedeutet, dass mit dem Lieferanten von Erdgas bei Vertragsabschluss unbedingt darauf Bedacht genommen werden muss, die Möglichkeit des Zukaufes einer Bandmenge von Biogas entsprechend zu berücksichtigen.

## **7.2.4 Verwertung als Ausgleichsenergie für den Gasmarkt**

Eine neue alternative Verwertungsform für Biogas stellt die Teilnahme eines Biogasproduzenten am Ausgleichsenergiemarkt des österreichischen Gasmarktes dar. Hier besteht für diesen die Möglichkeit, für jeden Tag Angebote zur Lieferung von Biogas als Ausgleichsenergie zu einem attraktiven Preisniveau zu stellen. In diesem Kapitel soll nach einer kurzen Erklärung des Marktmodells untersucht werden, unter welchen Umständen die Teilnahme für einen Produzenten von Biogas am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt möglich ist bzw. welche Erlösmöglichkeiten damit verbunden sind. In der abschließenden Zusammenfassung sollen die Chancen und allfälligen Hürden dieser neuen Verwertungsform für Biogas aufgezeigt werden.

### **7.2.4.1 Das österreichische Modell des Ausgleichsenergiemarktes**

Der österreichische Gasmarkt ist in drei Regelzonen eingeteilt, innerhalb derer Erdgasverbraucher und Lieferanten in virtuellen Bilanzgruppen zusammengefasst sind. Der wirtschaftliche Hintergrund von den Regelzonen bzw. Bilanzgruppen liegt darin, dass je Regelzone das Gasnetz drucktechnisch stabil gehalten werden muss, sprich die Einspeisung von Erdgas sollte der Entnahme von Erdgas entsprechen. Kommt es zu Unterschieden zwischen Einspeisung und Entnahme von Erdgas, tritt je nach Situation ein Druckabfall bzw. ein Druckanstieg auf, der ausgeglichen werden muss. Dafür verwendet der zuständige Regelzonenführer die sogenannte Ausgleichsenergie, die über einen eigenen Ausgleichsenergiemarkt zur Verfügung gestellt wird. Um die Ausgleichsenergie verursachergerecht verrechnen zu können, werden die täglichen Verbrauchsprognosen der Bilanzgruppen auf Stundenbasis mit den entsprechenden Istverbrauchswerten a posteriori verglichen. Je nachdem, ob ein Überbezug (Soll < Ist) oder ein Unterbezug (Soll > Ist) je Stunde vorliegt, werden dem Bilanzgruppenverantwortlichen die für diese Menge anfallenden Kosten bzw. Erträge verrechnet, der diese dann im Innenverhältnis an seine Bilanzgruppenmitglieder weiterverrechnet.

Der Regelzonenführer verwendet Ausgleichsenergie auf Basis der sogenannten „Merit-order-Liste“, die von der Verrechnungsstelle (Austrian Gas Clearing & Settlement AG - AGCS) des österreichischen Gasmarktes erstellt wird. Jeder berechtigter Anbieter von Ausgleichsenergie kann nun für jede Stunde des folgenden Tages ein Angebot zur Lieferung bzw. zur Abnahme von Ausgleichsenergie legen. Die Verrechnungsstelle reiht in der Merit-order-Liste die einlangenden Angebote nach dem Preis und legt die diese dann ohne Preisinformation dem Regelzonenführer zur Bearbeitung vor. Der Regelzonenführer nimmt schließlich im Anfall so viele Angebote nach der vorgegebenen Reihenfolge in Anspruch, bis wieder stabile Druckverhältnisse in der Regelzone vorliegen. Die Abrechnung wird wiederum von der Verrechnungsstelle abgewickelt, die den betroffenen bzw. gewählten Anbietern von Ausgleichsenergie ihre angebotenen Preise verrechnet.

Die nachfolgende Tabelle 72 zeigt exemplarisch einen Auszug der Merit-order-Liste für die erste Stunde des 29.10.2002, in dem alle Angebot für die Lieferung bzw. die Abnahme (Bezug) von Ausgleichsenergie dargestellt sind.

**Datum: 29.10.2002**

<b>LIEFERUNG</b>			<b>BEZUG</b>		
<b>Zeitblock</b>	<b>Nm3</b>	<b>Cent/Nm3</b>	<b>Zeitblock</b>	<b>Nm3</b>	<b>Cent/Nm3</b>
00:00-01:00	1.000	15,13	0:00-1:00	1.000	12,38
00:00-01:00	9.000	15,84	0:00-1:00	9.000	11,62
00:00-01:00	10.000	15,98	0:00-1:00	10.000	11,39
00:00-01:00	10.000	16,11	0:00-1:00	10.000	11,27
00:00-01:00	10.000	16,21	0:00-1:00	10.000	11,15
00:00-01:00	10.000	16,42	0:00-1:00	10.000	11,01
00:00-01:00	10.000	16,51	0:00-1:00	10.000	10,95
00:00-01:00	5.000	16,6	0:00-1:00	10.000	10,84
00:00-01:00	10.000	16,63	0:00-1:00	10.000	10,81
00:00-01:00	10.000	16,73	0:00-1:00	10.000	10,73
00:00-01:00	10.000	16,8	0:00-1:00	10.000	10,65
00:00-01:00	10.000	16,91	0:00-1:00	10.000	10,54
00:00-01:00	10.000	16,99	0:00-1:00	10.000	10,53
00:00-01:00	10.000	16,99	0:00-1:00	10.000	10,05
00:00-01:00	10.000	17,49	0:00-1:00	10.000	9,10
00:00-01:00	10.000	17,69	0:00-1:00	10.000	9,01
00:00-01:00	10.000	23	0:00-1:00	10.000	7,01
00:00-01:00	20.000	25,5			
00:00-01:00	20.000	26,5			
00:00-01:00	20.000	27,5			
00:00-01:00	10.000	27,5			
00:00-01:00	20.000	28,5			
00:00-01:00	20.000	29,5			

Tabelle 72: Auszug der Merit Order Liste [AGCS 2004]

Benötigt nun der Regelzonenführer genau in dieser Stunde Ausgleichsenergie (zB. 30.000 m<sup>3</sup>), die er in das österreichische Gasnetz einspeisen muss, verwendet er hierzu die ersten 4 Angebote er Spalte „Lieferung“, um das Gasnetz drucktechnisch auszubalancieren. Die

Anbieter dieser 4 Ausgleichsenergiemengen bekommen anschließend jenen Betrag, mit dem die Menge in die Merit-order-Liste angeboten wurde, von der Verrechnungsstelle ausbezahlt.

#### **7.2.4.2 Anforderungen zur Teilnahme am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt**

Die Voraussetzungen für Anbieter von Ausgleichsenergie werden detailliert in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (Verrechnungsstelle) bzw. in dessen Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost beschrieben. Darin wird grundsätzlich in organisatorische und administrative Voraussetzungen sowie in technische Voraussetzungen unterschieden, die in den nachfolgend beschrieben werden.

Um als Produzent von Biogas ein Angebot für den Verkauf von Ausgleichsenergie legen zu können, muss man ein Bilanzgruppenmitglied sein, das über geeignete Flexibilisierungsinstrumente, wie z.B. kurzfristig einsetzbare Speichermengenbewegungen oder mengensteuerbare Verbraucher verfügt, online gemessen wird, eine Datenübermittlung an den Regelzonenführer erfolgt und als Anbieter beim BKO eingerichtet wurde. Vom Anbieter ist weiters sicherzustellen, dass bei einer konkreten Anforderung von Ausgleichsenergie durch den RZF die entsprechende Leistung in das Netz der Regelzone tatsächlich eingespeist oder aus diesem entnommen wird.“ [AB-BKO 2003, Pkt. 3.1.]

Somit können folgende Voraussetzungen identifiziert werden, die im Anschluss einzeln analysiert werden:

- Bilanzgruppenmitgliedschaft
- Flexibilisierungsinstrumente
- Online-Messung - Datenübermittlung an Regelzonenführer
- Anmeldung bei Verrechnungsstelle als Anbieter von Ausgleichsenergie
- Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen

Um die Mitgliedschaft in einer Bilanzgruppe zu erwerben, muss der Produzent von Biogas einen Vertrag zum Abschluss einer unmittelbaren Bilanzgruppenmitgliedschaft mit einem Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) schließen. Grundsätzlich kann man sich an jeden in Österreich registrierten BGV wenden, um einen diesbezüglichen Vertrag abschließen zu können, es besteht allerdings seitens der BGV kein Kontrahierungszwang. Derzeit liegen keine Kostenrichtlinien über diese Art der Mitgliedschaft vor, weshalb keine realistische Kostenabschätzung möglich ist. Sollte ein Abschluss dieses Vertrages mit keinem BGV möglich sein, kann als Alternative eine eigene Bilanzgruppe gegründet werden.

Seitens des Produzenten von Biogas muss sichergestellt werden, dass die angebotene Menge an Ausgleichsenergie zu dem gegebenen Zeitpunkt auch tatsächlich eingespeist werden kann. Durch entsprechende Steuerungsmechanismen (z.B. Abschaltung des BHKW) in der Biogasanlage sollte dieser Anforderung entsprochen werden können.

Weiters wird eine Online-Messung der Einspeisung seitens des Regelzonenführers verlangt. Dieser Anforderung kann relativ leicht entsprochen werden, indem man die Messeinheit der Übergabestation entsprechend aufrüstet und via Internet mit dem Regelzonenführer verbindet.



Die kostenlose Registrierung als Anbieter von Ausgleichsenergie muss Name und Adresse, gemäß Sonstigen Marktregeln zertifizierte E-Mail Adresse, Telefonnummer und Fax-Nummer des Anbieters von Ausgleichsenergie, den zuständigen technischen Verantwortlichen mit Kontaktadresse, den zuständigen kaufmännischen Verantwortlichen mit Kontaktadresse sowie einen Nachweis über das Vorhandensein einer Onlinemessung für den Einspeisepunkt beinhalten. 2 Arbeitstage nach erfolgter Registrierung können die ersten Angebote für Ausgleichsenergie gelegt werden [AB-BKO 2003, Punkt 5.1.]

Bei Abschluss eines Vertrages zur Begründung einer unmittelbaren Bilanzgruppenmitgliedschaft ist darauf zu achten, dass das Procedere der Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt detailliert geregelt ist. Die Zustimmung des BGV zu solchen Geschäften wird einen grundlegender Teil eines diesbezüglichen Vertrages darstellen.

Für die Anbotslegung am Ausgleichsenergiemarkt muss auch sichergestellt sein, dass die angebotene Energie mit der angegebenen Leistung und bei den im Anbot genannten Einspeise- und Entnahmestellen 30 Minuten nach Anforderung durch den RZF tatsächlich in das System der Regelzone eingespeist oder mit der angegebenen Leistung tatsächlich aus dem System entnommen wird. [AB-BKO 2003, Pkt. 3]. Dieser Anforderung sollte nach dem heutigen Stand der Steuerungstechnik bei Biogasanlagen problemlos erfüllt werden können.

Eine hohe Anforderung für die Legung eines Angebotes für Ausgleichsenergie stellt die Mindestgröße für ein Angebot für eine Stunde dar. Gemäss Punkt 3.2. des Anhanges Ausgleichsenergiebewirtschaftung [AB-BKO 2003] muss eine minimale Menge von 10 MWh oder 903 m<sup>3</sup> pro Stunde angeboten werden. Diese Richtgröße stellt sich für Betreiber kleinerer bzw. mittlerer Biogasanlagen als unüberwindbare Hürde dar und müsste für diesen Anwendungszweck sicherlich entsprechend gesenkt werden.

#### **7.2.4.3 Wirtschaftliche Analyse einer Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt**

Um für Betreiber einer Biogasanlage eine Teilnahme am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt aus wirtschaftlicher Sicht zu beurteilen, wird in diesem Kapitel die Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt in jenen Stunden analysiert, in denen Ausgleichsenergie in das Gasnetz eingespeist wurde. Zu diesem Zweck wurden die entsprechenden Daten seit Bestehen des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes im Oktober 2002 bis Juni 2004 herangezogen, um ein realistisches Erlösniveau für eingespeiste Ausgleichsenergie ermitteln zu können.

Die nachfolgende Abbildung 130 zeigt einleitend die Ein- bzw. Ausspeisemengen von Ausgleichsenergie, die vom Regelzonenführer in Anspruch genommen wurden. Die Balken mit positiven Werten zeigen jene Mengen, die vom RZF in das Gasnetz eingespeist wurden, die Balken mit negativen Werten verdeutlichen jene Mengen an Ausgleichsenergie, die durch den RZF aus dem Gasnetz entnommen wurden.

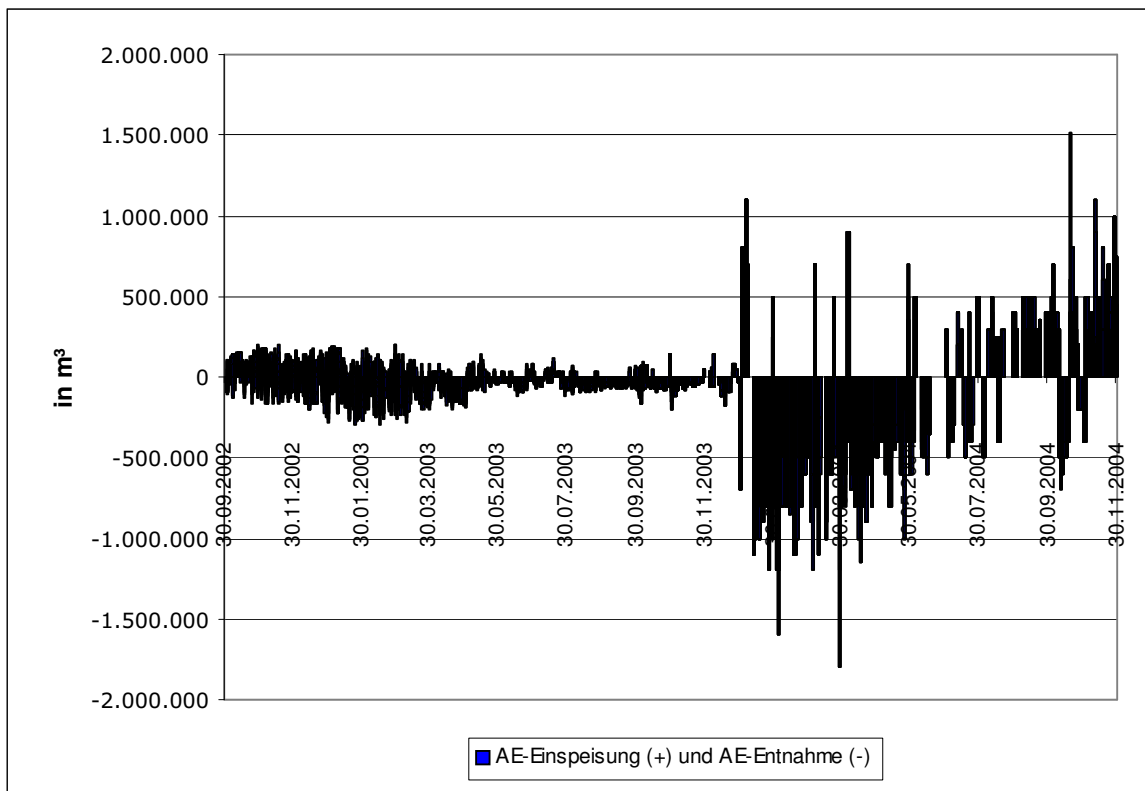


Abbildung 130: Mengenbewegungen am Ausgleichsenergiemarkt (10/02-11/04) [AGCS 2004]

Der Verlauf der ein- bzw. ausgespeisten Ausgleichsenergiemengen zeigt gegen Ende des Beobachtungszeitraumes (Juni 2004) zwar einen Trend hin zu mehr aus dem Gasnetz entnommen Mengen, dennoch bieten die eingespeisten Mengen eine gute Basis für die Überlegungen, Biogas als Ausgleichsenergie anzubieten.

Interessant erscheint in einem zweiten Schritt die Betrachtung der Preisentwicklung, die sich im Laufe des Beobachtungszeitraumes ausschließlich für eingespeiste Mengen von Ausgleichsenergie gezeigt hat. In der nächsten Abbildung 131 werden also nur jene tatsächlich verrechneten Clearing-Preise gezeigt, die im Falle der Einspeisung von Ausgleichsenergie verrechnet wurden. Diese Clearing-Preise repräsentieren zwar nicht exakt die angebotenen Preise für Ausgleichsenergie laut Merit-order-Liste, sondern einen Durchschnittspreis aller vom Regelzonenführer in Anspruch genommenen Lieferangebote für Ausgleichsenergie auf der Merit-order-Liste. Dennoch spiegelt der jeweilige Durchschnittswert das Preisniveau in den einzelnen Stunden, zu denen Ausgleichsenergie für die Einspeisung angeboten wurde und ist somit ein verlässlicher Indikator für das zu erarbeitende Erlösniveau für Biogas. Als Vergleich dazu werden die Preise für importiertes Erdgas an der österreichischen Grenze angeführt.

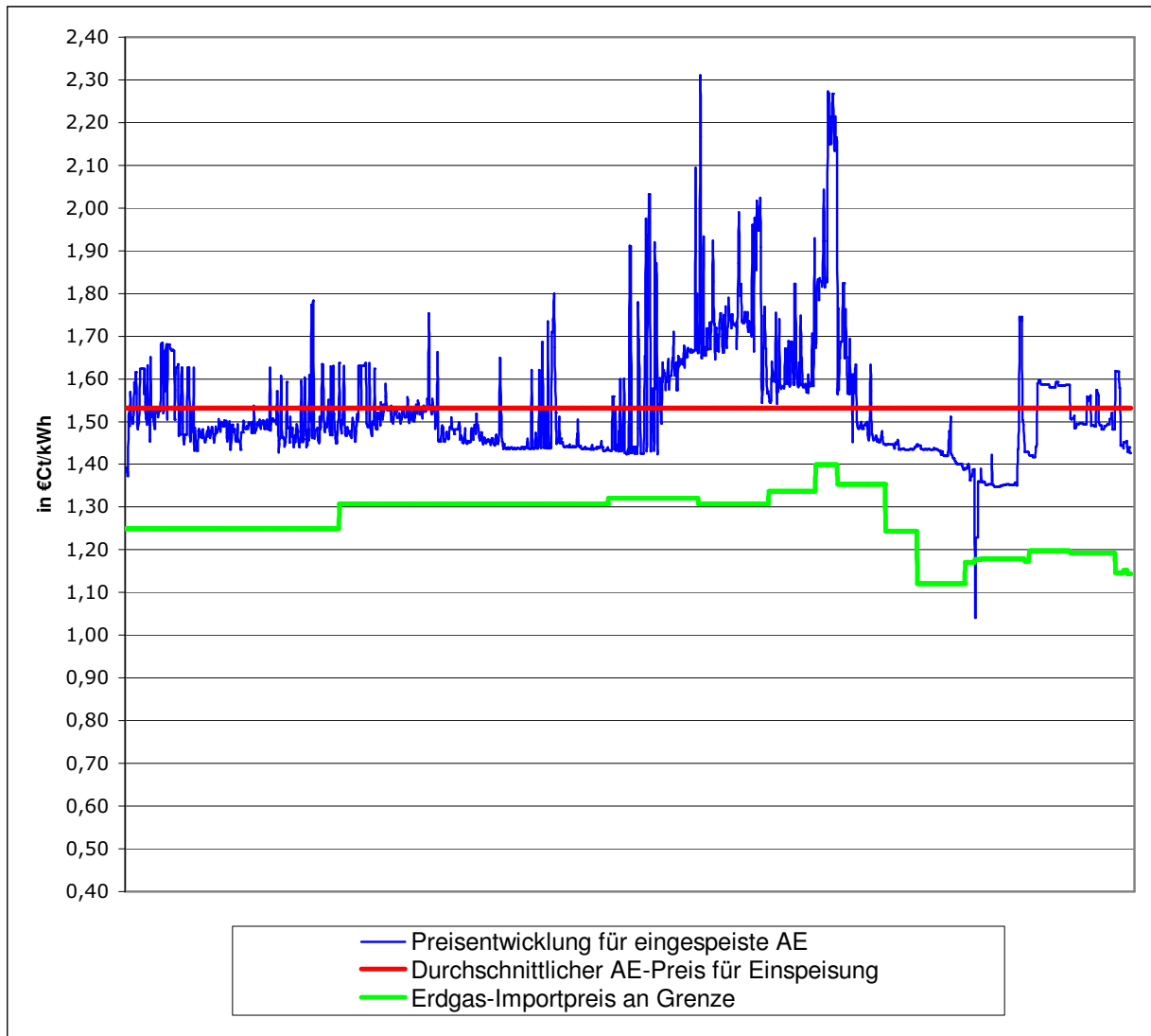


Abbildung 131: Preisentwicklung für eingespeiste Ausgleichsenergie (10/02-06/04) [AGCS 2004, ÖSTAT]

Der Verlauf der Preisentwicklung spiegelt einerseits saisonale Schwankungen im Erdgasverbrauch, andererseits temperaturbedingte Preisauswirkungen in kalten Wintermonaten wider. Im Beobachtungszeitraum wurde im Minimum ein Preis von 1,04 €cent/kWh und im Maximum ein Preis 2,3 €cent/kWh für eingespeiste Ausgleichsenergie gezahlt.

Im Durchschnitt wurde ein Preisniveau von 1,53 €cent/kWh erreicht, das deutlich über dem Niveau der importierten Erdgasmengen liegt. Vergleicht man diesen Wert mit dem durchschnittlichen Erdgasimportpreis von 1,27 €cent/kWh in diesem Beobachtungszeitraum, erhält man ein durchschnittliches Erlösniveau von Ausgleichsenergie, das um 20,6 % höher ist als der Wert von importiertem Gas.

Somit kann als durchschnittliches Erlösniveau für den Einsatz von Biogas als Ausgleichsenergie, basierend auf Werten in der jüngeren Vergangenheit, ein Preis von ca. 1,53 €cent/kWh herangezogen werden.

Dieses Erlösniveau kann durchaus als minimale Kalkulationsgrundlage für künftige Einsatzmöglichkeiten für Biogas herangezogen werden, berücksichtigt man die Preissteigerungen von Roh- bzw. Heizölen, im Jahr 2004, die direkt mit der Entwicklung des Gaspreises verbunden sind, ist definitiv von einem höheren Durchschnittserlös pro Jahr am Ausgleichsenergiemarkt auszugehen.

Abschließend ist für diese Betrachtung festzuhalten, dass neben der problemlosen Erfüllung allgemeiner Voraussetzungen - wie Aufnahme in eine Bilanzgruppe oder Vernetzung mit dem Regelzonenführer - noch eine technische Hürde für den Einsatz von Biogas am Ausgleichsenergiemarkt mittels entsprechender Novellierung der Rechtsgrundlage überwunden werden muss, nämlich die Reduktion der derzeitigen Mindestgröße (10 MWh) für ein Angebot von Ausgleichsenergie auf beispielsweise ein Zehntel, somit 1 MWh. Das würde einer Biogasmenge von rund 150 m<sup>3</sup> entsprechen.

Aufgrund der kontinuierlichen Beobachtung der Preise auf der Merit-order-Liste sowie der Importpreise kann sich der Betreiber einer Biogasanlage jeden Tag entscheiden, je nach Preisniveau auf der Merit-order Liste für beliebige Stunden frei wählbare Mengen an Ausgleichsenergie anbieten.

Somit stellt sich die Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt als variable Einnahmemöglichkeit ausschliesslich neben einer kontinuierlichen Absatzmöglichkeit (wie z.B. Bandlieferung an Industrie bzw. Gewerbekunden oder Verstromung von Biogas) dar, die v.a. unter dem Gesichtspunkt der Rentabilität genutzt werden könnte.

### **7.2.5 Verwertung als Regelenergie für Verteilernetzbetreiber**

Als weiterer Ansatz für eine alternative Biogasverwertung soll in diesem Kapitel die Möglichkeit untersucht werden, Biogas als Mittel zum Ausgleich von Druckschwankungen in regionalen bzw. lokalen Verteilernetzen zu verwenden. Das Gaswirtschaftsgesetz sieht hierfür grundsätzlich die Möglichkeit des Einsatzes von sogenannter Regelenergie vor, die als jene Energie definiert ist, die für den kurzfristigen Ausgleich von Druckschwankungen im Netz, die innerhalb eines bestimmten Intervalls auftreten, aufzubringen ist [GWG 2002, §6 Abs.1 Zi 44]. In diesem Zusammenhang sind die Verteilernetzbetreiber zur Einrichtung einer besonderen Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches sowie der Messdifferenzen und der Kosten der Regelenergie verpflichtet [GWG 2002, § 24 (1) Zi 2.]. Die Kosten der Regelenergie müssen deshalb erfasst werden, da hier beträchtliche Kostenunterschiede zwischen eingekaufter und verkaufter Regelenergie auftreten können. Als entsprechender Markt hierfür fungiert derzeit der Ausgleichsenergiemarkt der österreichischen Gaswirtschaft. Die mit dem Einsatz von Regelenergie verbundenen Kosten

werden den Verteilernetzbetreibern durch das Systemnutzungsentgelt abgegolten [GWG 2002, §23 Abs 2 Zi 4]

Grundsätzlich könnte nun Biogas zusätzlich zur Abdeckung dieser kurzfristigen Schwankungen bzw. Verbrauchsspitzen eingesetzt werden, da die Einspeisung quasi vor Ort gewährleistet werden kann und nicht wie am Ausgleichsenergiemarkt aus Speichern oder an Einspeisepunkten an der Grenze der Regelzone durchgeführt wird. Eine Einspeisung von Biogas vor Ort verringert nicht nur die lokalen Verbrauchsspitzen, sondern entlastet auch durch die damit verbundene geringere Anlieferung von Erdgas die vorgelagerten Netzbereiche. Dieser doppelte Vorteil bei der Einspeisung von Biogas in lokale Verteilernetze sollte entsprechend berücksichtigt werden und in eine Novellierung der entsprechenden Rechtsgrundlagen einfließen. Als wichtige Grundlage hierfür muss allerdings gewährleistet sein, dass vor allem in den Wintermonaten, in denen überwiegend erhöhte Druckschwankungen bzw. Verbrauchsspitzen auftreten, Biogas flexibel eingespeist werden kann.

Als Erlösniveau für den Einsatz von Biogas für diesen Verwendungszweck kann jenes von Ausgleichsenergie am Erdgasmarkt im Wert von 1,53 €cent/kWh angenommen werden, da hier eine direkte Konkurrenz zwischen den beiden Energieträgern besteht und im Sinne der generellen Kostenoptimierung des österreichischen Gasmarktes stets die kostengünstigste Energiequelle verwendet werden muss. Das damit verbundene Erlösniveau wurde bereits ausführlich im vorangegangenen Kapitel beschrieben. Bei einer Netzeinspeisung von Biogas als Regelenergie muss allerdings auch der wirtschaftliche Vorteil der Netzentlastung in vorgelagerten Netzen entsprechend berücksichtigt werden. Je nach Einspeiseleistung müsste ein entsprechender Betrag von dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber für die damit verbundenen Netzentlastung dem Produzenten von Biogas rückvergütet werden. Allgemeine Aussagen dazu sind aufgrund nicht einsehbarer Datengrundlagen nicht möglich, es kann an dieser Stelle lediglich eine unverbindliche Schätzung von ca. 0,045 €cent/kWh für eine derartige Netzentlastungsvergütung angenommen werden, die den Preis für Biogas auf 1,57 €cent/kWh steigern würde.

## 7.2.6 Direktversorgung von Kunden durch ein lokales Biogasnetz

Eine weitere Möglichkeit, Biogas zu verwerten, besteht in der Schaffung einer direkten, kostengünstigen lokalen Transportmöglichkeit von der Biogasanlage zum Kunden, um eine Direktversorgung zu gewährleisten. Damit könnte die für eine lokale Vermarktung nachteilige Tarifgestaltung umgangen werden. Denn derzeit muss bei Einspeisung von Biogas ins herkömmliche Gasnetz, auch wenn der zu versorgende Kunde beispielsweise nur wenige 100 Meter von der Biogasanlage entfernt situiert ist, ein Transporttarif bezahlt werden, der die sonst üblichen Kosten für den Erdgastransport von der österreichischen Grenze bis zum Kunden vor Ort umfasst, d.h. der Biogaskunde bezahlt die Kosten der vorgelagerten Transportnetzebenen aliquot mit, ohne diese Distanz in vollem Umfang zu nützen. Durch diesen Umstand ist der Transport von Biogas im Vergleich zu Erdgas ungerechtfertigt teurer und stellt eine klare Diskriminierung für Biogas dar.

Durch die Direktversorgung von Haushalten, gewerblichen und industriellen Kunden über ein eigenes lokales Biogasnetz müssen dem Kunden nur die tatsächlichen Kosten für den Transport in einer „Netzebene“, der „Netzebene Biogas“, von der Biogasanlage direkt zum Verbrauchsort verrechnet werden. Dadurch kann nun für Biogas ein Kostenvorteil gegenüber Erdgas geschaffen werden, in dem Sinne, dass der reine Energiepreis für Biogas im Vergleich zu Erdgas relativ teurer sein kann, um im Gesamtkostenvergleich auf gleichem bzw. niedrigerem konkurrenzfähigen Preisniveau bleiben zu können.

Die Biogas-Direktleitungen können als Ergänzung zum bestehenden Gasnetz erricht werden, dh. Kunden können aus getrennten Leitungen sowohl Biogas wie auch Erdgas beziehen. Eine weitere Möglichkeit, Kunden direkt aus einem eigenen Biogasnetz zu beliefern, besteht in der eigenständigen Versorgung von kleinen Gemeinden bzw. Ortschaften, die bis dato aufgrund ihrer geographischen Lage noch nicht an das öffentliche Gasnetz angeschlossen sind. Durch sogenannte „Insellösungen“ könnten diese Kommunen durch die Errichtung einer Biogasanlage und durch den Bau eines lokalen Leitungsnetzes mit Biogas versorgt werden. Die praktische Relevanz dieser Möglichkeit ist durch die bereits vorhandenen Insellösungen für eine lokale Flüssiggasversorgung in Österreich aber auch in anderen europäischen Ländern gegeben. Solche Flüssiggasinseln gibt es kleinem Umfang in Österreich beispielsweise in Schladming, mit denen Reihenhausanlagen mit Flüssiggas versorgt werden. Gasnetze, die gesamte Ortschaften ausschließlich mit Flüssiggas versorgen, gibt es in Österreich hingegen nicht [Gikopoulos 2004/1]

Von Interesse ist natürlich die Frage, welches Erlösniveau für Biogas bei Direktvermarktung in einem lokalen Gasnetz erreicht werden kann. Dabei ist zwischen Kunden zu unterscheiden, die entweder bereits an das öffentliche Gasnetz angeschlossen sind oder Kunden, die aufgrund ihrer geographischen Lage bisher noch nicht mit Erdgas versorgt werden konnten. In diesem Zusammenhang soll auch auf die Frage eingegangen werden, in welcher Form die Kosten des Biogasnetzes an die Kunden weiterverrechnet werden können.

Auf die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Bau sowie die persönlichen Voraussetzungen für den Betreiber eines derartigen lokalen Biogasnetzes wird in Kapitel 9 eingegangen.

Aufgrund der Tatsache, dass die Errichtung und der Betrieb eines Biogasnetzes nicht in den Bereich des Gaswirtschaftsgesetzes und somit nicht in den Zuständigkeitsbereich des Regulators bzw. damit verbunden in regulierte Transporttarife fällt, ist die Frage der Tarifierung in einem derartigen Netz zu untersuchen [Schanda 2004]. Als Basis dafür ist grundsätzlich das Preisgesetz heranzuziehen. Dieses sieht unter anderem die Festsetzung von Höchst-, Mindest- oder Festpreisen für Fernwärmelieferungen und Benzin mittels Verordnung und Bescheid (je nach Adressatenkreis) vor. Eine Preisregelung für die Versorgung mit Biogas besteht jedoch nicht.

Der demnach mit den Kunden frei vereinbare Tarif für Biogastransporte unterliegt lediglich gewissen gesetzlichen Beschränkungen wie etwa Verletzung über die Hälfte des wahren Wertes (§§ 934 f ABGB), Wucher (§ 879 Abs 2 Z 4) oder Sittenwidrigkeit (§ 879 ABGB). [Schanda 2004].

In der Praxis ist aber in Analogie zur lokalen Flüssiggasversorgung in eigenen Netzen davon auszugehen, dass mit den zu beliefernden Kunden kein eigener Transportvertrag wie in der Gaswirtschaft üblich abgeschlossen wird, sondern ein aliquoter Transportkostenanteil in den angebotenen Verkaufspreis integriert wird.

Im Rahmen der Direktversorgung von Kunden mit Biogas über eine eigene Direktleitung von der Biogasanlage hin zum Verbrauchsort des Kunden ist bei der Definition des zu erzielenden Erlösniveaus grundsätzlich die Frage zu stellen, ob der Kunde bereits an das öffentliche Gasnetz angeschlossen ist.

Ist das der Fall, muss sich Biogas der Konkurrenzenergie Erdgas stellen, mit dem sich der Kunde anderenfalls versorgen könnte. Das damit verbundenen Erlösniveau wurde bereits ausführlich in Kapitel 7.2.1 behandelt.

In jenen Fällen, in denen Kunden nicht an das öffentliche Gasnetz angeschlossen sind und bspw. im Rahmen einer Insellösung zum ersten Mal mit Gas versorgt werden, stellt Flüssiggas die einzige Konkurrenzenergie dar. Aus Gesprächen mit Flüssiggas-Anbietern [Gikopoulos] konnte ein realistischer Wert von 6 €cent/kWh für den reinen Energiepreis von Flüssiggas (Preis ab Lager) in Erfahrung gebracht werden. Um den gesamten Verkaufspreis von Flüssiggas zu erhalten, müssen noch Kosten für einen eigenen Tank sowie für den Anschluss an das zu beheizende Gebäude im Ausmaß von € 4.000 sowie jährliche Inspektionskosten in der Höhe von € 120 berücksichtigt werden. Unter der Annahme, dass eine Flüssiggasversorgung für ein Gebäude im Ausmaß von 22.000 kWh pro Jahr auf eine Dauer von 15 Jahre bezogen wird, ergeben sich folgende Gesamtkosten: Durch die Kosten für den Tank, den Anschluss sowie die jährlichen Service & Wartungskosten erhöht sich der Energiepreis von Flüssiggas um 1,75 €cent/kWh auf 7,75 €cent/kWh. Die Transportkosten des Flüssiggases vom Lager zu einem Tank wurden hier aufgrund der geringen erhobenen Kosten von 0,006 €cent/kWh nicht berücksichtigt. Somit ergeben sich nun Gesamtkosten für Flüssiggas von 7,75 €cent/kWh. Das ist der Richtwert für Biogas.

Um den reinen Energiepreis für Biogas im Falle der Direktversorgung für einen Kunden zu kalkulieren, der nicht an das Erdgasnetz angeschlossen ist, muss ein zu bestimmender Kostenanteil für den Bau und Betrieb einer Direktleitung zum Kunden, bezogen auf 15 Jahre, in Abzug gebracht werden. Um einen realistischen Schätzwert zu ermitteln, wird das oben angeführte Rechenbeispiel eines Gebäudes mit 22.000 kWh Energiebedarf pro Jahr - bezogen auf 15 Jahre - weiterverwendet. Es wird weiters angenommen, dass eine Anschlussleitung von 100 Metern in der Netzebene 3 zu verlegen ist, um den Kunden zu versorgen. Als Richtwert für die Anschlussleitung wurde der in Kapitel 5 Anschlusskosten berechnete Wert von 50 €/Lfm angenommen, weiters wurde ein Pauschale von € 150 für die Wartung bzw. Betriebsführung der Anschlussleitung kalkuliert [Gikopoulos 2004/1].

Um bei einer Direktversorgung mit Biogas unter dem Preisniveau der Konkurrenzenergie Flüssiggas zu bleiben, kann unter Abzug der Leitungs- sowie Betriebskosten im Ausmaß von 2,2 €cent/kWh ein reiner Energiepreis von Biogas im Wert von 5,5 €cent/kWh eruiert werden.

Abschließend kann zusammengefasst werden, dass abhängig von der bisherigen Energieversorgung des Kunden (Erdgasversorgung über öffentliches Gasnetz bzw. keine Gasversorgung) ein unterschiedliches Erlösniveau erreicht werden kann.

Wenn der Kunde bereits an das öffentliche Gasnetz angeschlossen ist, muss sich Biogas der Konkurrenzenergie Erdgas stellen, mit dem sich der Kunde anderenfalls versorgen könnte. Der damit verbundene reine Energiepreis für Biogas wurde für den Fall eines Haushaltes und bei Lieferung über das öffentliche Gasnetz mit 1,41 €cent/kWh (unter der Annahme, dass keine Mehrzahlungsbereitschaft vorhanden ist) kalkuliert. Wird der ehemalige Erdgaskunde über eine Direktleitung versorgt, kann hingegen ein Erlösniveau von rund 2 €cent/kWh erreicht werden. Dieser Wert ergibt sich aus dem Verkaufspreis für Erdgas von 4,25 €cent/kWh (vgl. Tabelle 70) abzüglich der zuvor abgeschätzten Kosten für Leitungsbau und Betrieb von 2,2 €cent/kWh. In diesem Kostenvergleich wurde davon ausgegangen, dass bei Direktversorgung mit Biogas keine Erdgasabgabe eingehoben wird, bei Lieferung (als Mischgas) über das Gasnetz aber sehr wohl. Kommt es, wie empfohlen (vgl. Kapitel 9), zu einer generellen Steuerbefreiung von Biogas von der Erdgasabgabe in der Höhe von derzeit 0,6 €cent/kWh, dann kann auch bei Lieferung über das Gasnetz ein Energiepreis für Biogas in der Höhe von etwa 2 €cent/kWh Erlöst werden.

Ist der Kunde hingegen nicht an das Erdgasnetz angeschlossen, sondern ist Flüssiggas die Konkurrenzenergie, dann kann unter Berücksichtigung der Kosten des Leitungsbaues ein reiner Energiepreis der Höhe von 5,55 €cent/kWh erzielt werden.



## 7.3 Biogas als Treibstoff

Eine weitere zukunftssträchtige Verwertungsmöglichkeit von Biogas kann als Treibstoff für Kraftfahrzeuge gesehen werden, die mit **C**ompressed **N**atural **G**as (CNG) betrieben werden. Diese Technologie wurde seit Beginn der Neunziger Jahre des vorangegangenen Jahrhunderts von einigen Autoherstellern stetig weiterentwickelt und wird von der Gasindustrie vor allem in Schweden, Deutschland, aber auch in der Schweiz und seit einiger Zeit auch in Österreich durch den Aufbau eines Tankstellennetzes entsprechend gefördert. Die Technik moderner Erdgasmodelle ist heutzutage ausgereift und auf den Kraftstoff optimiert. Erdgasfahrzeuge unterscheiden sich optisch nicht von herkömmlichen Fahrzeugen, erst ein näherer Blick in das Fahrzeug offenbart die technische Innovation. Erdgasfahrzeuge werden in zwei verschiedenen Versionen angeboten: bivalent oder monovalent.

Bivalente Fahrzeuge können sowohl mit Erdgas als auch mit Benzin fahren. Ist der Gasvorrat erschöpft, schaltet der Motor während der Fahrt automatisch auf Benzinantrieb um, ohne dass der Fahrer davon etwas merkt. Durch die beiden Tanks erhöht sich die Reichweite des Fahrzeugs beträchtlich. So bekommt der Erdgasautofahrer keine Probleme, falls die nächste Erdgastankstelle nicht in Sicht ist.

Monovalente Fahrzeuge werden nur mit Erdgas betrieben oder haben einen Nottank mit bis zu 15 Litern Benzin. Der Motor kann in diesem Fall besser auf den Erdgasantrieb abgestimmt werden. Dies führt zu einem optimierten Kraftstoffverbrauch und geringeren Schadstoffemissionen. Serienmäßig stehen monovalente und bivalente Fahrzeuge für erdgasbetriebene PKW, Nutzfahrzeuge oder auch Busse zu Verfügung.

Ein besonders wichtiger Vorteil von Erdgas als Treibstoff liegt im Vergleich zu herkömmlichen Treibstoffen in der geringeren Umweltbelastung. Der Ausstoß von Kohlenmonoxid, Schwefeldioxid-, Ruß- und anderen Partikelemissionen wird beim Einsatz des Kraftstoffs Erdgas nahezu vollständig vermieden. Von allen fossilen Energieträgern weist Erdgas bei der Verbrennung die günstigste Kohlendioxid-Bilanz auf: im Vergleich zu einem Benzinfahrzeug verursacht Erdgas zum Beispiel bis zu 25 Prozent weniger Kohlendioxid und trägt bis zu 80 Prozent weniger zur Smogbildung bei [Seifert 2003]. Die "weichere" Verbrennung des Erdgases vermindert zudem das Motorgeräusch deutlich. Die nachfolgende Abbildung 132 zeigt die Schadstoffemissionen bei Kraftfahrzeugen bei einem Einsatz von Erdgas bzw. Benzin und Diesel.

### Vergleich zum Benzinfahrzeug (100 %)

bis 25 % weniger  
Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)



75 % weniger  
Kohlenmonoxid (CO)



60 % weniger reaktive  
Kohlenwasserstoffe (HC)



### Vergleich zum Dieselfahrzeug (100 %)

50 % weniger  
Kohlenmonoxid



80 % weniger reaktive  
Kohlenwasserstoffe



bis zu 99 % weniger  
Partikel/Ruß



70 % weniger  
Stickoxide (NO<sub>x</sub>)



Abbildung 132: Vergleich der Schadstoffemissionen von Benzin, Diesel und CNG  
[www.erdgasfahrzeuge.de]

Neben diesen Vorteilen der geringeren Schadstoffemissionen wird der Einsatz von Erdgas bei Fahrzeugen auch steuerlich gegenüber herkömmlichen Treibstoffen begünstigt, in dem für diesen alternativen biogenen Treibstoff keine Mineralölsteuer zu bezahlen ist [MÖSTG 1995; § 4 Abs.7).

All diese umweltbezogenen Vorteile können aber noch wesentlich verbessert werden, in dem man statt des fossilen Energieträgers Erdgas die erneuerbare, CO<sub>2</sub>-neutrale Energiequelle Biogas als Treibstoff in Kraftfahrzeugen einsetzt. In Europa wird biogenen Gasen als Treibstoff bereits große Aufmerksamkeit geschenkt, vor allem in Schweden wird der Einsatz von Biogas bei Kraftfahrzeugen verstärkt gefördert. Neben der Schweiz ist Schweden das einzige Land, in dem Biogas in substantiellen Mengen als Treibstoff verwendet wird. Dank einer konsistenten Politik und guter Kommunikation ist Biogas in der schwedischen Allgemeinheit als sauberer, erneuerbarer Treibstoff fest verankert, mehr noch als in der Schweiz. Busse des öffentlichen Verkehrs und Taxis fahren mit Biogas. Da Schweden nicht über ein nationales, flächendeckendes Erdgasnetz verfügt, wird das erzeugte Biogas vor allem lokal auf Erdgasqualität aufgearbeitet und direkt an CNG-Kraftfahrzeuge abgegeben [Seifert 2003].

Der entscheidende Unterschied in Bezug auf die Verwendung von Biogas zwischen der Schweiz und Schweden liegt in der gesetzlichen Situation: In Schweden kann

Biogastreibstoff in unbeschränkter Menge steuerfrei verwendet werden, in der Schweiz erlaubt der Gesetzgeber die steuerfreie Verwendung nur in Pilot- und Demonstrationsanwendungen. Er begrenzt zudem die Gesamtmenge auf 5 Millionen Liter Dieseläquivalent, um den Demonstrationscharakter zu unterstreichen. Das Schweizer Parlament hat allerdings die Weichen für eine generelle Verwendung als Treibstoff gestellt. Ab 2005 wird Biogas unbegrenzt steuerbefreit sein, Erdgas wird von einer Steuerreduktion profitieren können. Damit werden einer weiteren Verbreitung von Biogas im Verkehr in der Schweiz keine Hindernisse mehr im Wege stehen [Seifert 2003].

Zudem ist seitens der Europäischen Union bereits der Weg für den verstärkten Einsatz von Biogas als Treibstoff geebnet. Im Grünbuch der Europäischen Kommission „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ wird das Ziel der 20%-igen Substitution konventioneller Kraftstoffe durch Biokraftstoffe wie beispielsweise Biogas im Bereich des Straßenverkehrs bis 2020 festgelegt, um letztlich auch zur Einhaltung der Maßnahmen zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls beizutragen [RL 2003/30/EG].

Interessant erscheinen in diesem Zusammenhang natürlich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biogas als Treibstoff. Die Schweizerische Gasindustrie hat beispielsweise mit den Biogasproduzenten eine Rahmenvereinbarung geschlossen, um einen minimalen Energiepreis für Treibstoffe unter bestimmten Rahmenbedingungen garantieren zu können. Damit gibt die Gasindustrie den erneuerbaren Energien eine Chance, indem sie die Abnahme aufbereiteten Biogases garantiert und den Produzenten eine Art Investitionsgarantie abgibt. Die Öffnung des Erdgasnetzes in dieser Art ist ein entscheidender Schritt zur Integration erneuerbarer Energien in eine fossile Treibstoffschiene und hat Modelcharakter. Die Rahmenvereinbarungen für die Einbindung bestehen vor allem aus den Anforderungen an die Qualität des aufbereiteten Biogases und an die Anlage- und Qualitätsüberwachung. Der SVGW hat im Richtlinienentwurf G13 die Grundlagen für die Einspeisungsanforderungen geschaffen. Darin wird ein Übernahmepreis für Biogas von 5 Rp./kWh (35,87 €cent/m<sup>3</sup>) bzw. nach Änderung des Mineralölsteuergesetzes in der Schweiz von 7,5 Rp./kWh (53,83 €cent/m<sup>3</sup>) für die Einspeisung vereinbart [Gasmobil 2003, S.4].

Eine beachtenswerte und pionierhafte Verwertung von Biogas als Treibstoff hat die große Schweizer Lebensmittelkette Migros umgesetzt. In den Produktionsbetrieben und Restaurants der Genossenschaft Migros Zürich fallen jährlich etwa 2.500 t Biomüll an. Bis Ende 2000 wurde der überwiegende Anteil kompostiert (1.500 t/Jahr) oder der Schweinemast zugeführt. Beide Verwertungsmöglichkeiten waren nicht unproblematisch (u. a. Geruchsemissionen). Heute werden 100% der Grünabfälle aus Filialen und Eigenproduktion sowie die Speisereste aus allen Personal- und Migros-Restaurants eingesammelt, zu Anlagen der Kompogas AG geführt und zu Biogas vergärt.

Das Biogas wird entweder über eine KWK-Anlage in Wärme und Strom umgewandelt oder nach entsprechender Aufbereitung direkt ins Erdgasnetz eingespeist. Acht ausschließlich mit Biogas betriebene Migros Lastwagen tanken ihren Kraftstoff an einer firmeneigenen Tankstelle. Trotz ökologischer Vorteile gibt es in der Schweiz keine steuerliche Entlastung für die biogasbetriebenen Lkws. Der Treibstoff dagegen ist von der Mineralölsteuer befreit und kostet damit rund 30 % weniger als Diesel oder Benzin. Insgesamt nimmt das Unternehmen

für den Betrieb der Erdgasfahrzeuge leichte Mehrkosten in Kauf. Da die bisherigen Erfahrungen durchweg positiv sind, prüft das Unternehmen, ob das System der Biogaserzeugung und -nutzung an weiteren Standorten eingeführt werden kann. Dieses ist jedoch von der jeweils vorhandenen Infrastruktur (Vergärungsanlage, Gasanschlüsse, Organisation Betriebszentrale) abhängig. Die jährlich bei der Migros anfallenden 2.500 t Biomüll entsprechen in Biogas umgewandelt 200.000 Liter Diesel. Bei einem Verbrauch von 33 Liter pro 100 km können die 8 gasbetriebenen Lkws damit 606.000 Kilometer pro Jahr zurücklegen [Schulz 2003, S. 40].

Wie bereits oben beschrieben, wird in Schweden Biogas noch intensiver als in der Schweiz als Treibstoff eingesetzt. Eine Vielzahl gerade geplanter bzw. neu errichteter Biogasanlagen wird ausschließlich für die Produktion von Biogas als Kraftstoff ausgelegt. Das dabei auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas ( $\text{CH}_4$ -Gehalt von mind. 95%) wird teilweise direkt als Kraftstoff verwendet und teilweise in das Erdgasnetz eingespeist. Die Entwicklung von Biogas als Treibstoff ist in Schweden das Resultat einer Kombination eines Überschusses von Biogas in den bisherigen Biogasanlagen und dem niedrigen Strompreis, das Biogas in andere Märkte zwang. Derzeit werden in Schweden ca. 2.000 Fahrzeuge mit Biogas betrieben, darunter einige kommunale Fahrzeugflotten wie in Lingköping, Uppsala oder Kristianstad.

Die in Schweden gewonnenen Erfahrungen in der Biogasaufbereitung für diese Zwecke zeigen, dass die Aufbereitungskosten sehr stark von der Anlagengröße abhängig sind. Kleine Biogasanlagen mit einer maximalen Produktion von 100  $\text{m}^3/\text{h}$  Biogas weisen damit verbundene Kosten von 2,98 – 3,97 €cent/kWh auf, Anlagen mit einem größeren Produktionsvolumen (200-300  $\text{m}^3/\text{h}$ ) kommen auf Aufbereitungskosten von 0,99 - 1,49 €cent/kWh, wobei die Funktionsweise der Anlagen generell als zufriedenstellend beschrieben wurde [Jönsson 2004].

In Österreich gibt es derzeit insgesamt 27 Tankstellen in Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien, an denen Erdgas getankt werden kann. Das künftige Treibstoffpotenzial für CNG-Fahrzeuge, basierend auf den EU-Richtlinien und entsprechenden Marktstudien, liegt laut Experten in Österreich bei 780 Mio.  $\text{m}^3$  pro Jahr [Gikopoulos 2004/1]. Diese Zukunftsabschätzungen lassen eine Verwertung von Biogas als Treibstoff als interessante Möglichkeit darstellen.

Dabei ist allerdings noch zu beachten, dass in Österreich Compressed Natural Gas gemäss der KFG 1967, den in der jeweils geltenden Kraftstoffverordnung (dzt. BGBl. Nr. 418 - Kraftstoffverordnung 1999) festgelegten technischen Spezifikationen entsprechen muss. Eine allfällige Änderung der Qualitätskriterien für Mischgas im österreichischen Erdgasnetz würde sich dementsprechend auf den Einsatz in CNG betriebenen Kraftfahrzeugen auswirken. Unter der Annahme, dass sich nur der Brennwert bzw. der Wobbe-Index gem. den in Kapitel 2 betrachteten Qualitätsanforderungen bei Mischgas im Falle einer Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz ändert, würde dies lediglich zur Folge haben, dass bei gleichbleibendem Tankvolumen für CNG die Reichweite entsprechend verkürzt würde. Dieser Effekt ist also bei einem Einsatz von Biogas unter geänderten Qualitätskriterien für das aus dem Gasnetz entnommene Mischgas zu berücksichtigen.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Verwertung als Treibstoff stellen weiters eine wichtige Grundlage dar. Zunächst erscheint das Erlösniveau für CNG an den entsprechenden Tankstellen von Interesse. Derzeit wird für komprimiertes Erdgas ein Betrag von 3,67 €cent/kWh ohne Steuern und Gebühren an den CNG-Tankstellen bezahlt. Dieser Verkaufspreis deckt neben den Einstandskosten für Erdgas sämtliche Kosten für den Transport zur Tankstelle, anteilige Speicherkosten sowie Kosten für Bilanzgruppenmanagement ab [Gikopoulos 2004/1].

Für die Kalkulation eines entsprechenden Erlösniveaus für Biogas müssten nun im Anlassfall je Bundesland die anteiligen Transportkosten, allfällige Speicherkosten sowie Kosten für das Bilanzgruppenmanagement in Abzug gebracht werden. Eine generelle Kalkulation ist aufgrund der unterschiedlichen Tarife in den Bundesländern und dem nicht generell definierbaren Speicherbedarf an dieser Stelle nicht möglich, allerdings muss für Biogas angesichts der höheren Produktionskosten (siehe Kapitel 6 „Gesamtkosten“) im Vergleich zu Erdgas im Bereich CNG ein Mehrerlös erzielt werden.

Aus diesem Grund werden zur Kalkulation Annahmen für diese Kostenelemente getroffen, um einen reinen Energiepreis für Biogas als Treibstoff zu kalkulieren. Für Speicher- sowie Bilanzgruppenmanagementkosten wird dabei ein Wert von 0,27 €cent/kWh angenommen. Im Fall der Transportkosten werden getrennt für Netzebene 2 und 3 die oben eruierten Durchschnittskostensätze eines Gewebetriebes mit 250.000 m<sup>3</sup> von ca. 0,54 €cent/kWh und 0,9 €cent/kWh als Grundlage herangezogen.

Aus den oben genannten Annahme ergibt sich nun ein reiner Energiepreis für Biogas als Treibstoff von 2,86 €cent/kWh, wenn die Tankstelle an die Netzebene 2 angeschlossen ist. Für den Fall des Anschlusses an Netzebene 3 kann ein reiner Energiepreis von 2,5 €cent/kWh kalkuliert werden.

Biogas wird in Europa bereits als CNG-Kraftstoff genutzt und auch in Österreich bestehen entsprechende Möglichkeiten für den Absatz an den derzeit 27 Erdgastankstellen. Der damit zu erlösende reine Energiepreis liegt für Biogas abhängig von der zu benutzenden Netzebene zwischen 2,5 €cent/kWh und 2,86 €cent/kWh.

## 7.4 Resümee, Zusammenfassung

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 Konkurrenzenergeträgern als Maßstab verwendet, um ein realistisches Erlösniveau für Biogas je nach Verwertung zu kalkulieren.

Eine 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 73 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 73: 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 (Netzeben 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 werden die verschiedenen möglichen Modelle zur Förderung der Biogas-Netzeinspeisung diskutiert. Das Kapitel schließt mit einer konkreten Empfehlung für ein Fördermodell.

### 8.1 Fördermöglichkeiten

Nachfolgend sollen die unterschiedlichen Maßnahmen und Instrumente skizziert werden, die zur Deckung der Differenz zwischen Marktpreis und Kosten der Biogas-Netzeinspeisung grundsätzlich zur Verfügung stehen.

Als Übersicht eignet sich am besten das in Abbildung 133 dargestellte Schema. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Staat für die Energiepolitik, die durch die Wirtschafts- und Umweltpolitik beeinflusst wird, verantwortlich ist. Die wesentliche Frage in diesem Zusammenhang ist, welche „Werkzeuge“ dem Staat zur Verfügung stehen und welche unterschiedlichen Ausgestaltungen es gibt. Was kann mit welchem Instrument gefördert werden, welche Steuerungsgröße wird dazu gewählt und wie kann eine Maßnahme finanziert werden?

Nach Abbildung 133 sind institutionelle Maßnahmen, monetäre Instrumente, Maßnahmen der Mengensteuerung, Förderprogramme und freiwillige Maßnahmen denkbar.

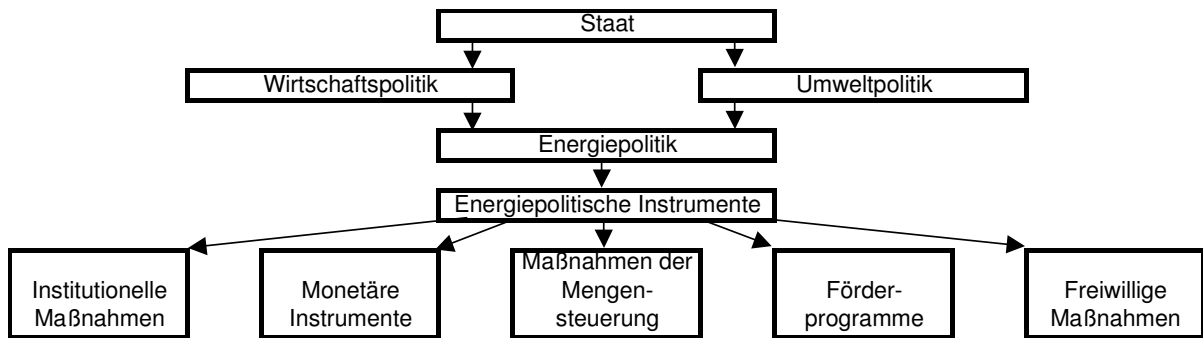


Abbildung 133: Gliederung energiepolitischer Maßnahmen [Espey 2001]

Unter institutionelle Maßnahmen fallen einerseits ordnungspolitische Regelungen die

- indirekt (nationales und internationales Recht, Rahmengesetze udgl. im Bereich Wettbewerb, Bau, Umwelt,...) oder
- direkt (Energiegesetze,...) sowie
- im Speziellen wirken (z.B. Ökostromgesetz in Österreich)

Beeinflusst werden institutionellen Maßnahmen andererseits aber auch über Organisationen die

- Supranational (z.B. Klimakonferenz)
- National („Energieministerium“, in Österreich: BMWA)
- Regional (Energieagenturen)
- und als nichtstaatliche Organisation (NGO) wirken.

Die monetären Instrumente bestehen in Form von fiskalischen (einnahmen- oder ausgabenseitig) und nicht fiskalischen Maßnahmen (Preisaufsicht, Investitionskontrolle, Vergütung von erneuerbarer Energie). Beispielsweise wird in Österreich im Bereich der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energieträgern durch das Ökostromgesetz und der dazugehörigen Tarifverordnung von allen Stromkonsumenten über den Systemnutzungstarif anhand ihres Verbrauches ein Beitrag eingehoben, der dann für Projekte im erneuerbaren Energiebereich (Wind-, Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik...) in Form von geförderten Einspeisetarifen eingesetzt wird. Eine Möglichkeit wäre, einen Teilbetrag für Biogaseinspeisungsprojekte und nicht für die Stromeinspeisung zu verwenden. Eine andere Möglichkeit wäre, für den Gasbereich ein ähnlich gestaltetes „Ökogasgesetz“ zu erlassen.

Als problematisch könnte sich das „Ökogasgesetz“ erweisen, wenn ein zu hoher „Ökogaszuschlag“ auf die Gaskonsumenten umgelegt wird. Im Gegensatz zu Strom könnte es bei einer spürbaren Verteuerung des Gaspreises aufgrund dieses Zuschlages zu Substitutionseffekten durch andere Energieträger kommen. Im Gegensatz zu Strom lässt sich das Produkt Erdgas am Wärmemarkt leichter durch andere Energieträger ersetzen. Wird Erdgas durch Öl oder Kohle substituiert, ist dies auch aus umweltpolitischen Gründen von Nachteil.

Anders als bei den monetären Instrumenten wird bei der Mengensteuerung nicht am Preis, sondern an anderen ökonomischen Variablen angesetzt. Im Bereich der erneuerbaren Energie werden die Systeme des Ausschreibungs- bzw. des Quotenmodells angewendet

bzw. sind diese angewendet worden. Nachdem dies zu einem geringen Ausbau der erneuerbaren Energieträger geführt hat, werden diese Modelle in fast keinem europäischen Staat angewendet.

Förderungen (für Investitionen) stellen ein weiteres Instrument dar, mit dem auf die Biogas-Netzeinspeisung gesondert eingegangen werden kann. Im Gegensatz zu einer Einspeisevergütung, wo meist über eine bestimmte Energiemenge abgerechnet wird, wird eine Förderung meist über Investitionszuschüsse gewährt. Es spricht aber auch nichts dagegen, trotz Einspeisevergütung auch Förderungen zu gewähren. Nachfolgend soll diese Möglichkeit in etwas abgeänderter Form erläutert werden.

In Abbildung 134 sind schematisch die Kosten von Biogas zur Netzeinspeisung dargestellt. Weiters ist der Importpreis von Erdgas dargestellt, der am freien Markt erlöst werden kann. Die grauen Pfeile zwischen den Bereichen stellen den Förderbedarf dar. Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurde, ist eine erhebliche Kostendegression in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität zu beobachten. Dh, der Förderbedarf sinkt mit der Anlagengröße.

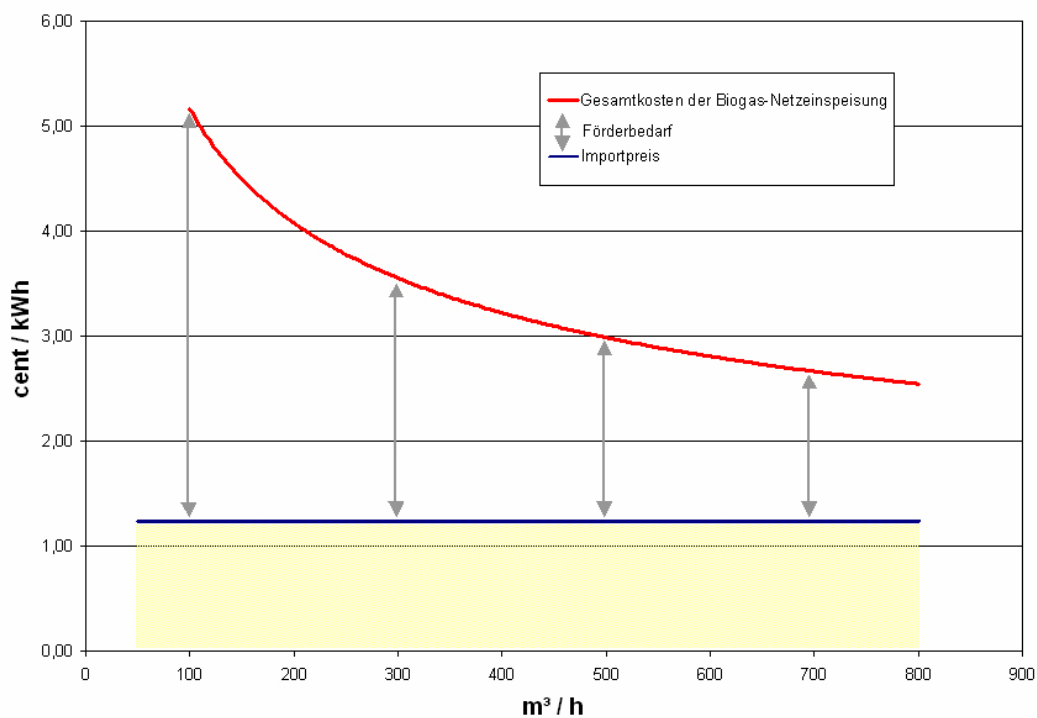


Abbildung 134: Förderbedarf für Biogas bei Gasnetzeinspeisung abhängig von der Anlagengröße

Analog zum Ökostromgesetz bestünde zur Biogasförderung die Möglichkeit eine AGG (Austrian Gas Grid analog der APG, Austrian Power Grid im Strombereich) zu gründen - bzw. ein bestehendes Unternehmen zu beauftragen -, die sich um den Ausgleich zwischen tatsächlichen Biogaskosten bei der Netzeinspeisung und dem Importgaspreis kümmert. Die AGG müsste von potenziellen Biogaseinspeisern das produzierte Biogas erwerben und

könnte dies im Gegensatz dazu am Markt zum Importpreis absetzen. Den Biogas-Netzeinspeisern werden die vollen Gesamtkosten (inkl. angemessene Marge) von der AGG ersetzt, der Differenzbetrag wird der AGG aus öffentlichen Mitteln zur Verfügung gestellt. Mit dieser Variante wären die Biogas-Netzeinspeiser vom - sicherlich schwierigen - administrativen Aufwand befreit.

Im Strombereich wird über den Ökostromzuschlag zum Netztarif von allen Endkunden (Haushalt und Industrie gestaffelt) ein Betrag eingehoben, mit dem Ökostromprojekte finanziert werden. Die administrative Tätigkeit übernimmt in die Fall die VERBUND-Tochter Austrian Power Grid AG (APG). Der Energiebezug bzw. die Lieferung sowie die Geldflüsse sind in Abbildung 135 dargestellt. Die Aufgaben und das Rechtsverhältnis zwischen APG-ÖKO und Betreibern von Ökostromanlagen ist in [APG 2003] geregelt.

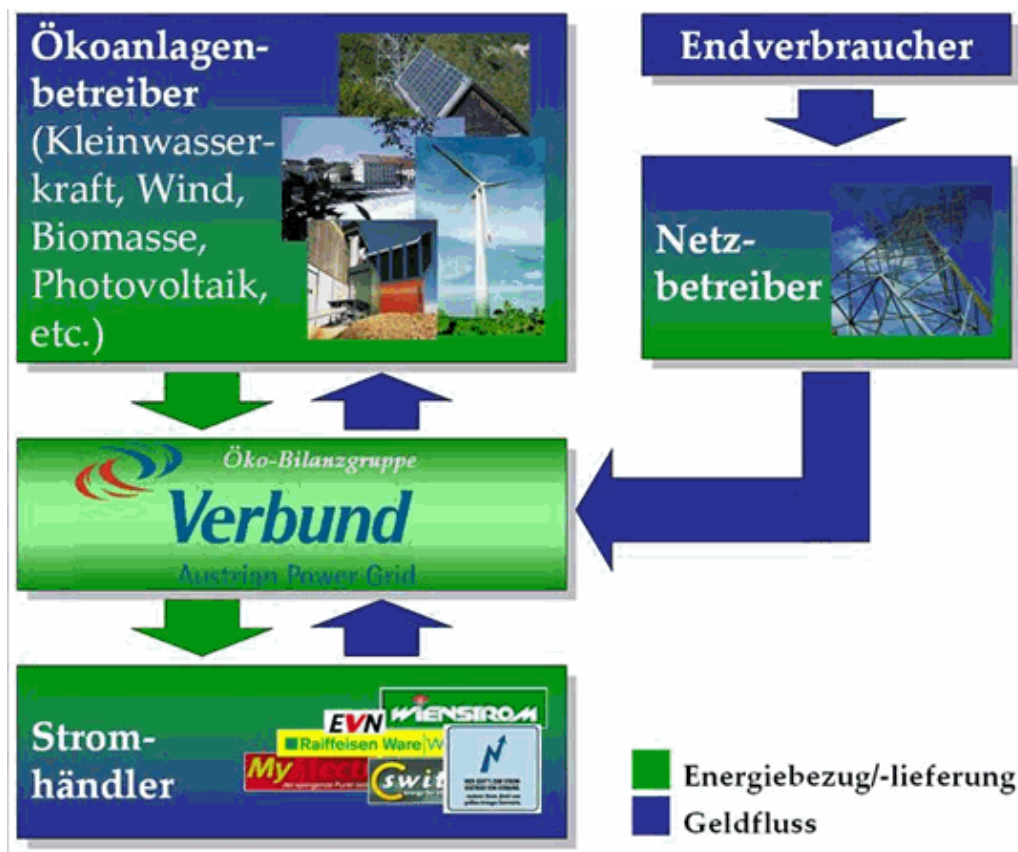


Abbildung 135: Energie- und Geldflüsse bei der Förderung von Ökostrom

Unter dem Begriff freiwillige Maßnahmen sind etwa Angebote von „grünen Tarifen“ wie sie beispielsweise konventionelle Stromhändler oder „Ökostromhändler“ anbieten, zu verstehen. Im Bereich der Gaswirtschaft wären derartige Maßnahmen ebenfalls denkbar.

## 8.2 Abschätzung des Förderbedarfs

Der notwendige Förderbetrag hängt von der Differenz der Gesamtkosten (inkl. Marge) der Biogas-Netzeinspeisung zum möglichen Erlös ab. In den nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass es zu einer Änderung der Qualitätsanforderungen bei der Netzeinspeisung kommt, die es künftig gestattet, nicht nur Austauschgas sondern auch Zusatzgas und angereichertes Zusatzgas ins Netz einspeisen. Weitere Verbesserungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Befreiung von der Erdgasabgabe, kostengerechte Systemnutzungstarife), die den Förderbedarf zusätzlich senken würden, werden in verschiedenen Variantenüberlegungen ebenfalls berücksichtigt.

Die Differenz zwischen Gesamtkosten und Erlös stellt, unter der Annahme einer Abnahmeverpflichtung durch die Netzbetreiber, die Obergrenze des Förderbedarfes dar. Durch die Realisierung besonderer Erlösmöglichkeiten für Biogas-Netzeinspeiser kann dieser Förderbedarf gesenkt werden. Unter besonderen Erlösmöglichkeiten ist die „Direktvermarktung“ in Inselnetzen, die Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt, ein Zusatzerlös durch den Emissionshandel und die Nutzung des Biogases als Treibstoff zu verstehen. Diese besonderen Erlösmöglichkeiten wurden bereits in Kapitel 7 ausführlich diskutiert. In diesem Kapitel sollen die verschiedenen Möglichkeiten im Hinblick auf den resultierenden Förderbedarf nochmals genauer betrachtet werden und der entstehende Förderbedarf bei der Einspeisung von Biogas ins Gasnetz dargestellt werden.

### 8.2.1 Einspeisung ins Gasnetz

Die Einspeisung in das bestehende Gasnetz und der Verkauf an ein Gasversorgungsunternehmen zum Importgaspreis stellt für den Anlagenbetreiber, nach erfolgter Einspeisegenehmigung, die Variante mit wenig zusätzlichem Aufwand dar. Das produzierte Biogas wird in das Gasnetz eingespeist, ohne dass die aktuelle Marktsituation im Netz berücksichtigt werden muss, durch den Gasversorger wird das Biogas dann als Mischgas mit Erdgas zu den Kunden geliefert.

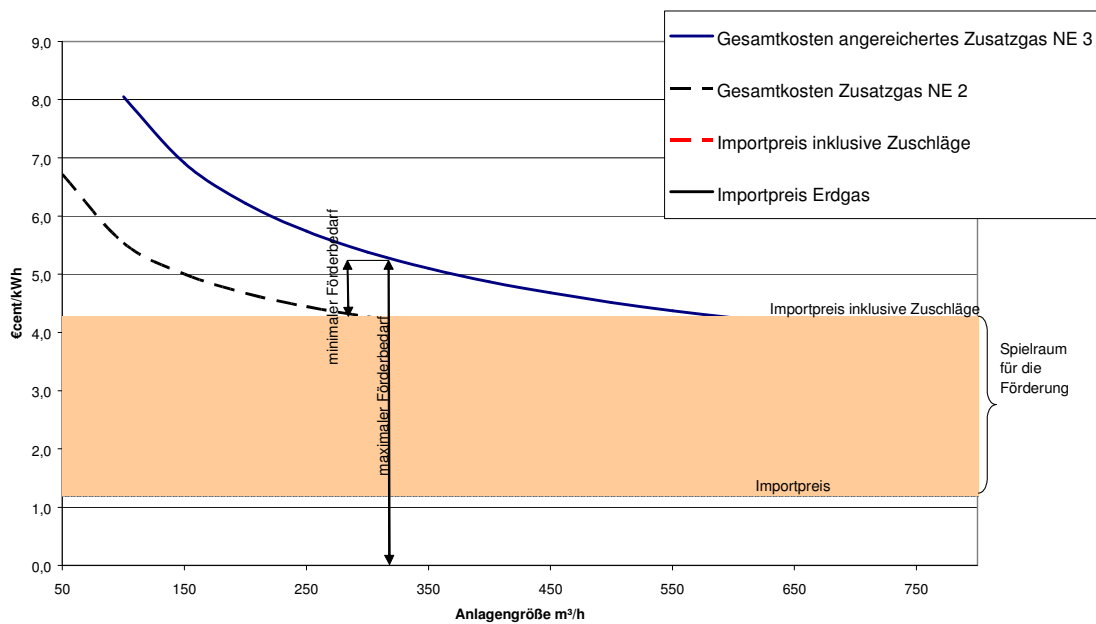


Abbildung 136: Maximaler und minimaler Förderbedarf bei Biogas-Netzeinspeisung bei Verkauf an Gasversorger

Um den Förderbedarf abschätzen zu können, bestehen zwei unterschiedliche Möglichkeiten, durch die der maximale und der minimale Förderbedarf für die Biogaseinspeisung beschrieben wird. Zum einen besteht die Möglichkeit, dass das Biogas in das Gasnetz eingespeist wird und der Gasversorger dafür den gleichen Betrag bezahlt wie für den Zukauf von Erdgas. Dieser Betrag entspricht dem Importpreis von Erdgas plus einer zusätzlichen Marge (der OMV) und beträgt im Durchschnitt der letzten Monate 13,44 €cent/m<sup>3</sup> (1,21 €cent/kWh). Nach dieser Vorgangsweise entspricht der Förderbedarf dem eingezeichneten Pfeil in Abbildung 136.

Als zweiter Ansatz zur Förderung der Biogaseinspeisung bietet sich an, den in Abbildung 136 markierten Bereich (der sich aus Netzpreis, Steuern und Abgaben zusammensetzt) zur Förderung heranzuziehen.

In diesem Zusammenhang stellt sich nun die Frage: Wie groß ist der beeinflussbare Bereich? Der Importgaspreis ist eine Größe, die nicht beeinflussbar ist. Der Bereich bis zum Netto-Haushaltspreis kann aber durch verschiedene Maßnahmen zur Förderung von Biogas herangezogen werden. Die Zusammensetzung des Haushaltspreises ist in Abbildung 137 dargestellt. Es ist zu sehen, dass der nicht beeinflussbare Anteil (Importpreis) am Netto-Haushaltspreis nur 29 % ausmacht. Die restlichen 71% können theoretisch zur Förderung von Biogasanlagen herangezogen werden.



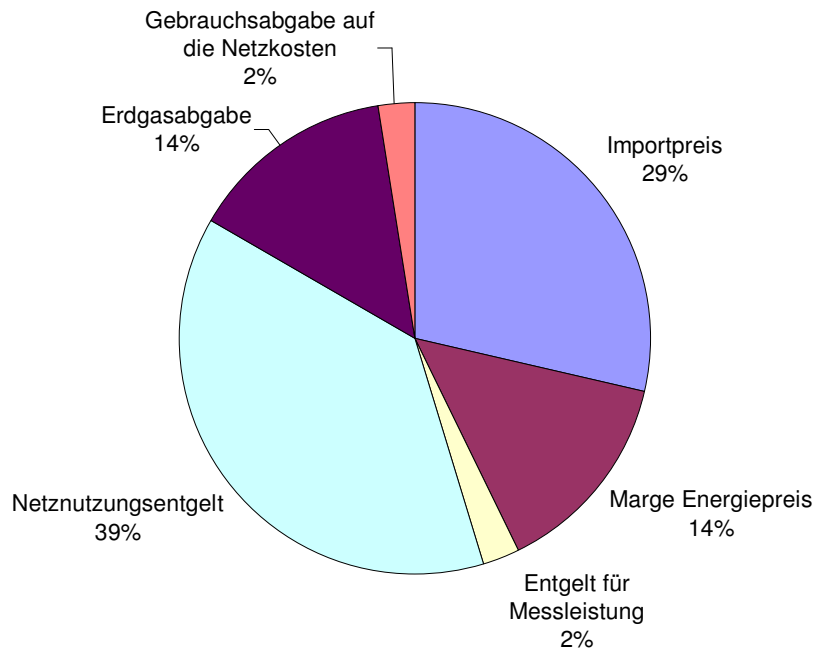


Abbildung 137: Zusammensetzung des Netto-Haushaltspreises (ohne Ust.)

Wie schon in Abbildung 136 zu sehen ist, liegen die Kosten für gereinigtes Biogas bereits ab einer Anlagengröße von ca. 300 m<sup>3</sup>/h unter den Netto-Haushaltspreisen. Bei Anlagen für die Produktion von aufbereitetem Biogas fallen die Kosten bei einer Anlagenkapazität von über ca. 400 m<sup>3</sup>/h unter die Netto-Haushaltspreise.

Die derzeitigen Zahlungsflüsse beim Kauf von Erdgas sind in Abbildung 138 dargestellt. Der Haushaltskunde zahlt dem Gashändler den Netto-Haushaltspreis plus Umsatzsteuer (20%). Dieser bezahlt dann seinen Lieferanten für das bezogene Gas und bezahlt weiters dem Netzbetreiber 43% für die Nutzung des Gasnetzes (inkl. Gebrauchsabgabe und Meß-Entgelt). Die Erdgasabgabe (14%) und die Umsatzsteuer wird an die öffentliche Hand abgeführt. 14% des Netto-Haushaltspreises bleiben beim Gashändler und 41 % beim Netzbetreiber (39% Netznutzung und 2% Entgelt für Messungen).

Es stellt sich nun die Frage, wie hoch der zusätzliche Finanzbedarf zur Förderung der Biogaseinspeisung ist und wie durch eine Veränderung der Rahmenbedingungen dieser reduziert werden kann.

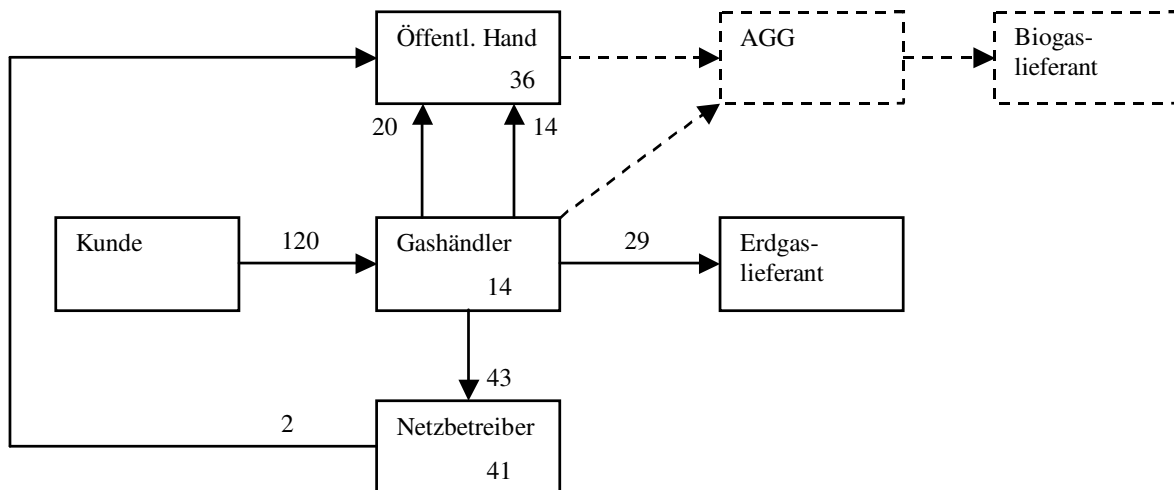


Abbildung 138: Zahlungsflüsse bei Gasbezug durch Haushaltskunden

Folgende beiden Varianten sollen nun genauer betrachtet werden:

1. Minimale Veränderung der derzeitigen Zahlungsströme: Es wird nur die Zahlung an den Erdgaslieferanten an den Biogaslieferanten weitergeleitet. Alle anderen Zahlungen bleiben bestehen. Die Erdgasabgabe wird in gleicher Höhe als Biogasabgabe eingehoben und der Netzbetreiber erhält das gleich Netznutzungsentgelt für den Transport von Biogas zum Kunden wie für den Transport von Erdgas. Auch der Gashändler hebt auf Biogas die gleiche Marge ein wie für Erdgas. In diesem Fall muss die Differenz aus Importpreis für Erdgas und den Gesamtkosten für Biogas in Form einer Förderung aufgebracht werden.
2. Maximale Veränderung der derzeitigen Zahlungsströme: Es werden alle Zahlungsströme, ausgenommen die Umsatzsteuer, an den Biogaseinspeiser weitergeleitet. Bei dieser Variante erhalten der Netzbetreiber und der Gashändler keine Abgeltung ihres Aufwandes und die „Erdgasabgabe“ wird an den Biogas-Netzeinspeiser refundiert. In diesem Fall muss nur die Differenz aus Netto-Haushaltspreis und den Gesamtkosten für Biogas in Form einer Förderung aufgebracht werden.

Diese beiden Varianten sollen in den folgenden Kapitel genauer betrachtet werden und daraus ein gesamter Förderbedarf ermittelt werden. Für die weiteren Abschätzungen sollen die Varianten auf die Erzeugung von Biogas aus NAWARO und die anschließende Reinigung auf Zusatzgasqualität, sowie die Aufbereitung zu angereichertem Zusatzgas eingeschränkt werden. (Variante AA und BC gem. Kapitel 6) Aus diesem Ergebnis können dann auch Schlussfolgerungen auf den Förderbedarf der anderen Varianten getroffen werden.

### 8.2.1.1 Minimale Veränderung der Zahlungsströme

Bei dieser Variante wird nur der Zahlungsstrom von Erdgaslieferanten zum Biogaslieferanten umgeleitet. Der Biogaslieferant erhält vom Gashändler den gleichen Betrag (Importpreis) den dieser für Erdgas bezahlen würde. Die derzeit bestehende Erdgasabgabe wird in der gleichen Höhe für Biogas eingehoben und wird nicht zur Förderung der Biogaseinspeisung

herangezogen. Auch der Netzbetreiber erhält das gleiche Netznutzungsentgelt (Systemnutzungstarif) für den Transport von Biogas zum Kunden wie für den Transport von Erdgas. (Zahlungsströme sind in Abbildung 139 dargestellt) Das heißt, die Differenz von Erdgasimportpreis zu den Biogaskosten muss durch eine Förderzahlung an den Biogasproduzenten abgedeckt werden.

Der Gaspreis für den Haushaltskunden bleibt unverändert, der Netzbetreiber übernimmt das eingespeiste Biogas und liefert es an den Kunden. Dafür erhält er die gleiche Marge auf den Energiepreis wie für das importierte Erdgas und das gleiche Netznutzungsentgelt wie für den Transport des Erdgases von der Staatsgrenze zum Kunden.

Die Verrechnung des gesamten Systemnutzungstarifs stellt allerdings ein Hemmnis für die Biogaseinspeisung dar und ist sachlich nicht begründet, da in der Regel die Biogasanlage in der Nähe des Verbrauchers angesiedelt ist und daher das vorgelagerte Gasnetz nicht in Anspruch genommen wird. Nach diesem Fördermodell bekommt der Biogasanlagenbetreiber die Kosten für das Biogas abgegolten, diese müssen aber größtenteils von der öffentlichen Hand aufgebracht werden. Jener Teil der Förderung, der dem Importpreis von Erdgas entspricht, wird direkt vom Haushaltskunden an den Biogasanlagenbetreiber weitergeleitet. Ein Teil des Förderbetrages fließt in den öffentlichen Haushalt (Erdgasabgabe) zurück.

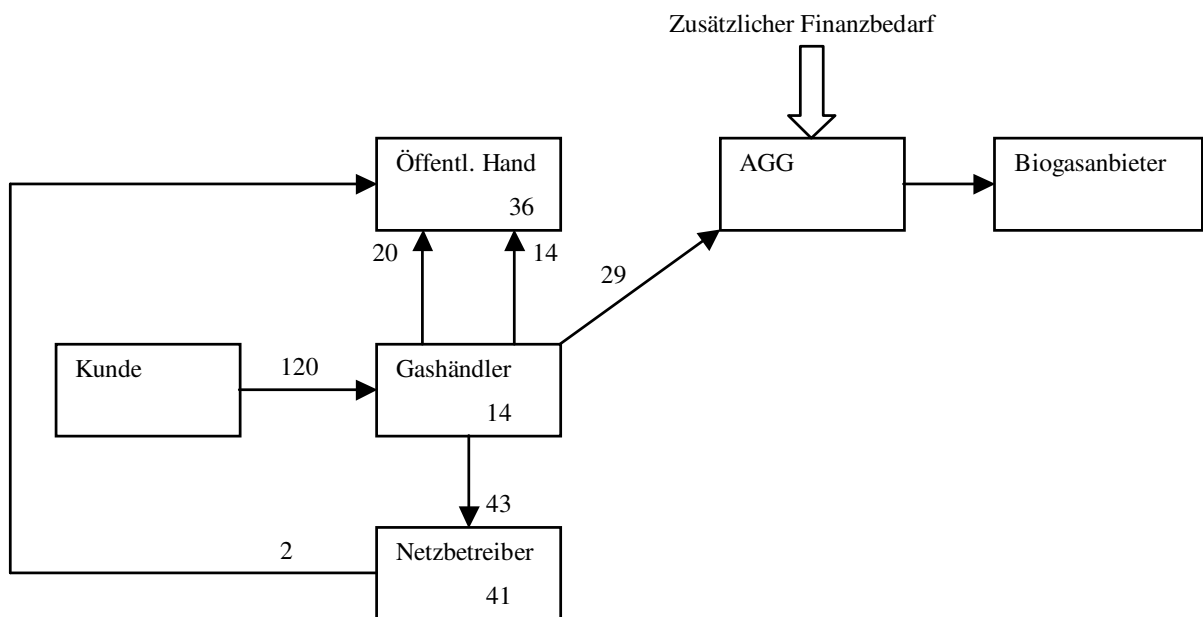


Abbildung 139: Zahlungsströme bei einer minimalen Veränderung zur derzeitigen Situation

Bei dieser Variante wird nur der Importpreis für Erdgas an den Biogasanlagenbetreiber weitergeleitet, die Differenz zu den Gesamtkosten muss durch eine Förderung aufgebracht werden. Die Zahlungsströme im derzeitigen System werden wenig verändert, aber der zusätzliche Finanzbedarf ist groß. Für die angestellte Betrachtung ist der zusätzliche Finanzbedarf ein Maximum da angenommen wird, dass zumindest der Importpreis für Erdgas für die Einspeisung von Biogas bezahlt werden muss. In Tabelle 74 ist dieser

Differenzbetrag in Abhängigkeit von der Anlagengröße angegeben. Je nachdem ob das Rohbiogas aufbereitet oder gereinigt wird, ergibt sich ein unterschiedlicher Förderbedarf.

Anlagenkapazität (m <sup>3</sup> /h)	Förderbedarf (€cent/kWh)		
	an- gereichertes Zusatzgas aus NAWARO	Zusatzgas aus NAWARO	an- gereichertes Zusatzgas aus Deponiegas
100	6,84	4,33	3,80
300	4,17	3,06	1,54
500	3,31	2,63	0,87
800	2,66	-	0,40

Tabelle 74: Förderbedarf in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Biogasqualität

Wird der Fördertarif nach Anlagengröße gestaffelt, dann kann die derzeit gültige Größeneinteilung für Ökostromanlagen herangezogen werden. In Tabelle 75 ist der Förderbedarf nach Anlagengröße dargestellt und den derzeit gültigen Förderbeträgen gegenübergestellt.<sup>47</sup> Die derzeit gültigen Ökostromtarife sind auf die Kilowattstunde Strom bezogen und wurden wegen der Vergleichbarkeit auf den Brennwert umgerechnet, dabei wurde ein Wirkungsgrad von 33% für die Verstromung angenommen. Werden die notwendigen Förderzahlungen verglichen, zeigt sich, dass bei kleineren Anlagen die benötigten Förderungen für die Biogasnetzeinspeisung (Austauschgas) höher sind als bei die Förderungen im Rahmen des Ökostromgesetzes. Für größere Anlagenkapazitäten ist der erforderliche Förderbedarf für die Einspeisung von gereinigtem Biogas (Zusatzgas) in Netzebene 2 geringer als die Einspeisung von Ökostrom. Austauschgas hat erst ab einer Anlagengröße von etwa 460 m<sup>3</sup>/h einen vergleichbaren Förderbedarf wie Ökostrom.

<sup>47</sup> Da die Einteilung aus dem Ökostromgesetz übernommen wurden, ergeben sich unübliche Abstufungen bezogen auf die Anlagenkapazität. Um die Vergleichbarkeit zu erhalten, wurden diese aber beibehalten werden.

<b>Einspeisetarife für Biogas ins Gasnetz</b>		Biogas bis 46 m <sup>3</sup> /h	Biogas 46-230 m <sup>3</sup> /h	Biogas 230-460 m <sup>3</sup> /h	Biogas über 460 m <sup>3</sup> /h	Deponie- und Klärgas bis 460 m <sup>3</sup> /h	Deponie- und Klärgas über 460 m <sup>3</sup> /h
Einspeisung von Austauschgas in Netzebene 3	€cent/kWh Brennwert	12,1	10,54	4,73	3,44	3,8	0,4
Einspeisung von Zusatzgas in Netzebene 2	€cent/kWh Brennwert	6,73	5,68	3,33	2,7	-	-
<b>Einspeisetarife für Ökostrom ins Stromnetz</b>		Biogas bis 100 kW <sub>elektrisch</sub>	Biogas 100-500 kW <sub>elektrisch</sub>	Biogas 500-1000 kW <sub>elektrisch</sub>	Biogas über 1 MW	Deponie- und Klärgas bis 1MW <sub>elektrisch</sub>	Deponie- und Klärgas über 1MW <sub>elektrisch</sub>
Einspeisung von Ökostrom	€cent/kWh elektrisch	16,50	14,5	12,50	10,30	6,00	3,00
Bezogen auf kWh <sub>Brennwert</sub> mit Wirkungsg. 33%	€cent/kWh Brennwert	5,45	4,79	4,13	3,4	1,98	0,99

Tabelle 75: Gestaffelter Förderbedarf für Biogas und Vergleich mit den derzeitigen Förderungen für Strom gemäß Ökostromgesetz

### 8.2.1.2 Maximale Änderung der Zahlungsströme

Auch bei diesem Modell ändern sich die Netto-Haushaltspreise nicht. Die ändern Zahlungsflüsse werden aber alle zur Förderung der Biogaseinspeisung herangezogen. Der Gashändler leitet dem Biogasanlagenbetreiber den gesamten Netto-Haushaltspreis, den er vom Haushaltskunden bekommt, weiter. Die veränderten Zahlungsflüsse sind in Abbildung 140 dargestellt. Bei dieser Variante bekommt der Netzbetreiber für den Transport von Biogas kein Entgelt und auch der Gashändler bekommt keine Zahlungen für den Vertrieb des Biogases. Diese Unternehmen in solchem Ausmaß zur Förderung der Biogaseinspeisung zu verpflichten, ist sicherlich problematisch, sobald Biogas in nennenswerten Mengen ins Netz eingespeist wird. Da es nicht Gegenstand der Arbeit war, ein neues Modell für die kostengerechte Gestaltung der Systemnutzungstarife zu entwickeln, soll mit diesen Annahmen die theoretische Geldmenge, die im derzeitigen System vorhanden ist, aufgezeigt werden. Bei der Umsetzung eines Fördermodells müssen natürlich die gerechtfertigten Ansprüche aller Beteiligten berücksichtigt werden.

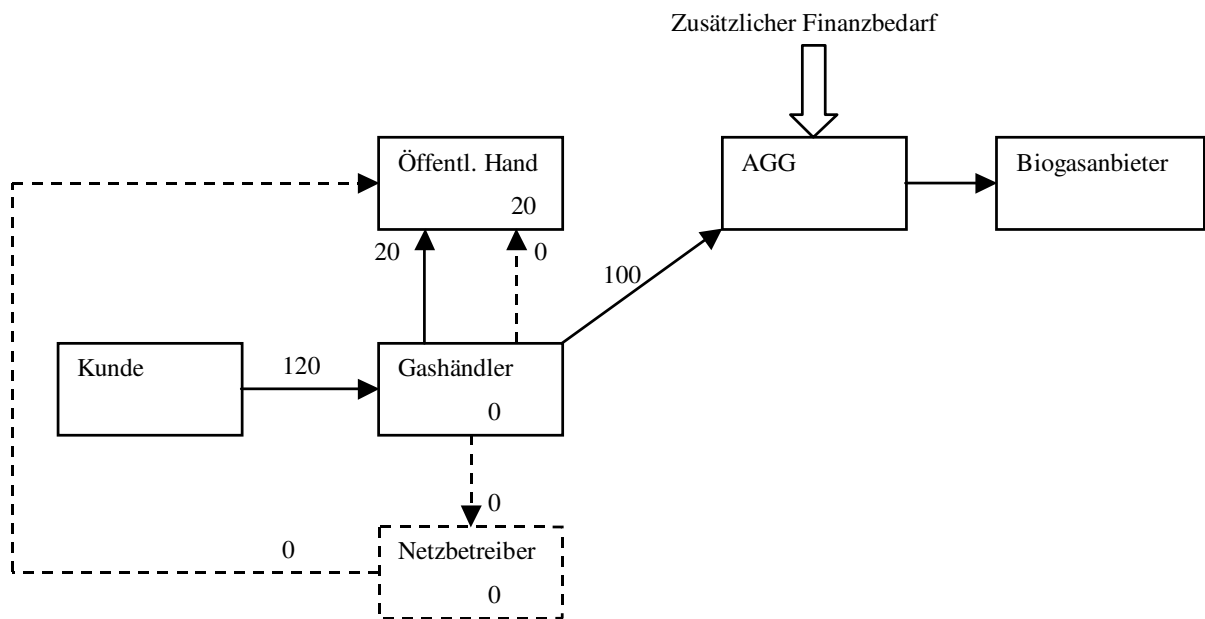


Abbildung 140: Zahlungsströme bei einer maximaler Veränderung zur derzeitigen Situation

Bei diesem Fördermodell entsteht die notwendige Förderung aus der Differenz von Netto-Haushaltspreis und den Gesamtkosten des Biogases (siehe Abbildung 136). Durch die maximale Veränderung der Zahlungsströme wurden alle Geldflüsse zu den Biogasanlagenbetreibern umgeleitet. Die zusätzlichen notwendigen Geldmittel müssen auf andere Weise bereitgestellt werden.

Anlagenkapazität (m <sup>3</sup> /h)	Förderbedarf (€cent/kWh)		
	an- gereichertes Zusatzgas aus NAWARO	Zusatzgas aus NAWARO	an- gereichertes Zusatzgas aus Deponiegas
100	3,80	1,28	0,75
300	1,13	0,02	-1,51
500	0,26	-0,41	-2,18
800	-0,39	-	-2,65

Tabelle 76: Zusätzlicher Förderbedarf für verschiedene Biogasqualitäten abhängig von der Anlagengröße

In Tabelle 77 ist der Förderbedarf nach Anlagengröße dargestellt und den derzeit gültigen Förderbeträgen des Ökostromgesetzes gegenübergestellt. Die Vorgangsweise ist analog zur Vorgangsweise in Tabelle 75. Werden für diese Variante die notwendigen Förderzahlungen verglichen, stellt sich heraus, dass bei Anlagen die Zusatzgas auf Netzebene 2 in das Gasnetz einspeisen der Förderbedarf geringer ist als bei Förderungen im Rahmen des Ökostromgesetzes. Die Förderdifferenz sinkt sehr stark gegenüber dem Fördermodell mit der „minimalen Änderung der Zahlungsströme“. Der Förderbedarf von Zusatzgas ist jetzt

niedriger als der Förderbedarf von Ökostrom. Ab einer Anlagengröße von 230 m<sup>3</sup>/h ist sowohl für die Einspeisung von angereichertem Zusatzgas ein niedrigerer Förderbedarf notwendig.

<b>Einspeisetarife für Biogas ins Gasnetz</b>		Biogas bis 46 m <sup>3</sup> /h	Biogas 46-230 m <sup>3</sup> /h	Biogas 230-460 m <sup>3</sup> /h	Biogas über 460 m <sup>3</sup> /h	Deponie- und Klärgas bis 460 m <sup>3</sup> /h	Deponie- und Klärgas über 460 m <sup>3</sup> /h
Biogaseinspeisung mit Aufbereitung NE3	€cent/kWh Brennwert	9,06	7,49	1,68	0,4	0,75	0
Biogaseinspeisung mit Reinigung NE 2	€cent/kWh Brennwert	3,68	2,97	0,28	0		

Tabelle 77: Gestaffelter Förderbedarf dieses Fördermodells „maximale Änderung der Zahlungsströme“

Bei diesem Modell kann das notwendige Förderaufkommen durch die günstige Gestaltung der Rahmenbedingungen (Zahlungsströme) sehr stark verringert werden. In diesem Fördermodell wird ein Teil der Förderung auch von den Netzbetreibern und Gashändlern getragen, dieser Umstand wird eine genauere Betrachtung der Aufwendungen der Netzbetreiber und Gashändler notwendig machen und kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden.

## 8.2.2 Besondere Erlösmöglichkeiten

Entsprechend den einleitenden Ausführungen ergibt sich für andere Verwertungsmöglichkeiten ein anderer Förderbedarf, diese werden im folgenden betrachtet.

### 8.2.2.1 Direktversorgung von Kunden

Wenn die Situation die Errichtung eines Biogas-Inselnetzes ermöglicht oder erfordert, kann der Gaspreis frei vereinbart werden. Die Zahlungsbereitschaft der potenziellen Kunden wird sich prinzipiell aber den Netto-Haushaltspreisen oder an andern Optionen der Energieversorgung (z.B. Flüssiggas oder Heizöl) orientieren. Wird als Richtwert für die Zahlungsbereitschaft der entsprechende Erdgaspreis unterstellt, besteht für den Anlagenbetreiber ein Erlöspotenzial in der Höhe des Netto-Haushaltspreises. Für den Anlagenbetreiber resultieren aber gegenüber der Einspeisung in das bestehende Gasnetz noch weitere Aufwendungen. Es muss ein eigenes Gasnetz errichtet und betrieben werden und die Nachfrage- und Angebotskurven müssen gut übereinstimmen, damit ein Speicherung des Biogases nicht notwendig ist. Die Förderung dieser Insellösungen ist sinnvoll, da in vielen Fällen dadurch ein Energieträgerwechsel unterstützt wird. In Regionen ohne Gasanschluss wird in Haushalten oft Heizöl oder sogar Kohle eingesetzt. In diesem Fall könnte eine Investitionsförderung das geeignete Fördermittel sein. In Kapitel 7 wurde als

Richtwert für den Erlös bei Biogas-Direktvermarktung mittels eigenem Leitungsnetz 2 €cent/kWh ermittelt.

### 8.2.2.2 Substitution für den Handel mit Emissionszertifikaten

Kann Biogas an Unternehmen verkauft werden, die dem Emissionshandel unterliegen, dann erhöht sich der Wert des Biogases um die möglichen vermiedenen Kosten der Kohlenstoffemissionen. Der durchschnittliche Erdgaspreis (Energiepreis) für Industriekunden beträgt in den letzten Jahren über 1,21 aber unter 1,6 €cent/kWh. Mit der Reduktion (fossilen) Kohlenstoffemissionen erhöht sich der Wert (laut Kapitel 7) noch um 0,18 bis 0,26 €cent/kWh. Dadurch verringert sich der Förderbedarf der in Tabelle 74 auf Basis des Importpreises (1,21 €cent/kWh) berechnet ist, um zumindest 0,18 €cent/kWh aber weniger als 0,65 €cent/kWh. Diese Verwertungsmöglichkeit ist von der jeweiligen Situation abhängig, deshalb kann daraus kein genereller Förderbedarf für Österreich ermittelt werden.

### 8.2.2.3 Biogas als Treibstoff

Aufbereitetes Biogas kann an Erdgastankstellen als Biokraftstoff zur Verfügung gestellt werden. Die Biokraftstoff-Richtlinie der EU [Umweltbundesamt 2005] sieht einen verpflichtenden Einsatz von Biokraftstoffen im Transportsektor vor. Bis 2005 sollen 2 % des Energieinhalts der nationalstaatlich verbrauchten Kraftstoffe durch Biotreibstoffe aufgebracht werden, bis 2010 steigt dieser Anteil auf 5,75 %. In Österreich ist seit 4. November 2004 die Novelle der Kraftstoffverordnung in Kraft, die etwas höhere Ziele festschreibt. In dieser Novelle werden jene Stellen, die Treibstoffe in Verkehr bringen (z.B. OMV) dazu verpflichtet, ab 1. Oktober 2005 2,5 % der gesamten verbrauchten Energiemenge durch Biotreibstoffe zu ersetzen. Ab 2007 erhöht sich der Prozentsatz auf 4,3 %, 2008 ist das Richtlinienziel von 5,75 % zu erreichen.

Als zusätzlichen Anreiz für die Beimischung werden Steuererleichterungen vorgesehen. Es wird die Mineralölsteuer für Sprit mit dem Mindestanteil von Biokraftstoffen reduziert, für Kraftstoffe ohne Beimischung wird die Mineralölsteuer bei Diesel und Benzin angehoben. Reiner Biokraftstoff bleibt weiterhin von der Mineralölsteuer befreit. [Salchenegger 2004] prognostiziert unter der Annahme der Zielerreichung der Kraftstoffverordnung für 2007 einen jährlichen Bedarf von 318.000 t Biodiesel und 120.000 t Bioethanol, der Bedarf an Biogas wurde nicht berücksichtigt.

Nach der Richtlinie der EU [EU 2003] stellt Biogas einen Biokraftstoff dar und auch im Bezug auf die attraktive Erlössituation mit einem Energiepreis von 2,5 €cent/kWh (siehe Kapitel 7) scheint diese Variante interessant zu sein. Ein Hemmnis stellt aber der geringe Anteil der öffentlichen Erdgastankstellen – derzeit nur 25 Anlagen - in Österreich dar.



## 8.3 Förderaufwand der öffentlichen Hand

Es soll nun der Förderaufwand für Biogas-Netzeinspeisung ins Gasnetz ermittelt werden. Um den gesamten Förderaufwand in Österreich abschätzen zu können, werden die Potenzialabschätzungen aus Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ herangezogen. Dort wurde das maximale Potenzial für landwirtschaftliche Biogasanlagen aus Zwischenfruchtnutzung und Hauptfruchtnutzung (NAWARO) mit 0,64 Mrd. m<sup>3</sup> abgeschätzt, das entspricht einer Energiemenge von ca. 15,2 PJ. Diese Einschränkung wurde vorgenommen, da das Biogaspotenzial aus NAWARO zwar am größten ist, derzeit aber auch noch die höchsten spezifischen Förderbedarf besitzt. Für die anderen Substrate ist der Förderbedarf geringer oder überhaupt nicht gegeben (große Klär- und Deponiegasanlagen).

Um aus diesem Potenzial eine Größenordnung für den Förderaufwand abschätzen zu können, werden im folgenden zwei Szenarien betrachtet. In Szenario 1 wird angenommen, dass 150 Mio. m<sup>3</sup> (3,56 PJ) pro Jahr ins Gasnetz eingespeist wird; im Szenario 2 wird die doppelte Energiemenge eingespeist.

### 8.3.1 Szenario 1: niedriges Potenzial, große Anlagen

Szenario 1 dient zur Abschätzung eines niedrigen Förderbedarfs, der sich bei geringem Biogasvolumen und großen Anlagen (niedrige spezifische Kosten) ergibt. In Szenario 1 wird angenommen, dass durch die Förderbedingungen 150 Mio. m<sup>3</sup> Rohbiogas für die Einspeisung ins Gasnetz produziert werden, dadurch können 89 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas ersetzt werden (ca. 1 % des Erdgasverbrauchs 2003). Im Jahr 2003 wurden in Österreich ca. 34,5 Mio. m<sup>3</sup> Biogas in landwirtschaftlichen Anlagen produziert [Salchenegger 2004]. Dieses Szenario unterstellt somit eine Vervierfachung der Biogasproduktion aus landwirtschaftlichen Anlagen. In diesem Szenario werden, - so die Annahme -, überwiegend Anlagen mit großer Kapazität errichtet, damit ergibt sich aufgrund der niedrigeren spezifischen Kosten in Summe ein sehr niedriger Förderbedarf. Weiters ändert sich der Förderbedarf, je nachdem, ob das Rohbiogas aufbereitet oder nur gereinigt wird.

In Tabelle 78 ist der notwendige Förderbedarf (mit einer minimalen Änderung der Zahlungsströme) abgeschätzt. Wird die Einspeisung von gereinigtem Biogas ermöglicht, ergibt sich bei der Einspeisung von 150 Mio. m<sup>3</sup> Biogas (6,6 kWh/m<sup>3</sup>, Brennwert: 1 Mrd. kWh) ein Förderbedarf von 43 Mio. € pro Jahr. Kann nur aufbereitetes Biogas ins Gasnetz eingespeist werden, erhöht sich der Förderbedarf auf 70 Mio €.

Anlagengröße	Anteil in Prozent	Anteil Brennstoff-wärme	an-gereichertes Zusatzgas	Zusatzgas	je 50% mit und ohne Anreicherung
		Mrd. kWh	€	€	€
Bis 46 m <sup>3</sup> /h	10%	0,1	12.104.899	6.728.393	9.416.646
46-230 m <sup>3</sup> /h	30%	0,3	31.609.809	17.074.800	24.342.304
230-460 m <sup>3</sup> /h	45%	0,45	21.266.490	14.985.609	18.126.049
Über 460 m <sup>3</sup> /h	15%	0,15	5.161.273	4.051.441	4.606.357
SUMME	100%	1	70.142.472	42.840.242	56.491.357

Tabelle 78: Gesamter Förderbedarf für die Einspeisung von 1 Mrd. kWh Biogas aus überwiegend größeren Anlagen

### 8.3.2 Szenario 2: hohes Potenzial, kleinere Anlagen

Für dieses Szenario wird angenommen, dass 300 Mio. m<sup>3</sup> Rohbiogas (Brennwert: 2 Mrd. kWh) zur Einspeisung ins Gasnetz zur Verfügung stehen, dadurch können 179 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas ersetzt werden (ca. 2 % des Erdgasverbrauchs 2003). Weiters wird unterstellt, dass in diesem Fall der Großteil der errichteten Anlagen kleine Anlagen sind, damit ergibt sich in Summe ein hoher Förderbedarf. Der Förderbedarf für die Einspeisung von gereinigtem Biogas (Zusatzgas) beträgt in diesem Fall 97 Mio. € pro Jahr, der Förderbedarf für Austauschgas Biogas 166 Mio. €.

	Anteil in Prozent	Anteil Brennstoff-wärme	an-gereichertes Zusatzgas	Zusatzgas	je 50% mit und ohne Anreicherung
		Mrd. kWh	€	€	€
Bis 46 m <sup>3</sup> /h	10%	0,1	36.314.698	20.185.179	28.249.938
46-230 m <sup>3</sup> /h	30%	0,3	94.829.426	51.224.399	73.026.913
230-460 m <sup>3</sup> /h	45%	0,45	28.355.320	19.980.812	24.168.066
Über 460 m <sup>3</sup> /h	15%	0,15	6.881.698	5.401.921	6.141.809
SUMME	100%	1	166.381.142	96.792.310	131.586.726

Tabelle 79: Gesamter Förderbedarf für die Einspeisung von 300 Mio. m<sup>3</sup> Biogas mit überwiegend kleineren Anlagen

Zuvor wurde die Möglichkeit zur Reduktion des Förderbedarfs durch die Veränderung der Zahlungsströme ermittelt. Hier soll nun noch einmal das theoretische Potenzial zur Verringerung des Förderbedarf für das in Tabelle 79 angeführte Szenario 2 aufgezeigt werden. Der Förderbedarf kann durch Änderung der Zahlungsströme um ca. 60 Mio. € gesenkt werden. (siehe Tabelle 80).

	Anteil in Prozent	Anteil Brennstoffwärme	an-gereichertes Zusatzgas	Zusatzgas	je 50% mit und ohne Anreicherung
		Mrd. kWh	€	€	€
Bis 46 m <sup>3</sup> /h	10%	0,1	27.180.598	11.051.079	19.115.838
46-230 m <sup>3</sup> /h	30%	0,3	67.392.665	26.696.944	47.044.804
230-460 m <sup>3</sup> /h	45%	0,45			
Über 460 m <sup>3</sup> /h	15%	0,15			
SUMME	100%	1	94.573.262	37.748.022	66.160.642

Tabelle 80: Theoretischer Förderbedarf bei maximaler Veränderung der Zahlungsströme

Bei maximaler Veränderung der Zahlungsströme ergibt sich ein Förderbedarf von 38 Mio. € für gereinigtes Biogas (Zusatzgas) und ein Förderbedarf von ungefähr 95 Mio. € pro Jahr für angereichertes Biogas (Austauschgas). Durch diese Maßnahmen ergeben sich für den Staat entgangene Steuereinnahmen gegenüber der Einspeisung von Erdgas von ca. 31 Mio. € pro Jahr. Die Netzbetreiber erhalten um 35 Mio. € und die Gashändler 12 Mio. € weniger als beim Vertrieb von Erdgas.

### 8.3.3 Förderbedarf im Rahmen eines Ökogasgesetzes

Aufbauend auf der abgeschätzten Bandbreite des Förderbedarfs wird nun der gesamte Förderbedarf ermittelt, der sich bei Umsetzung eines ambitionierten Ökogasgesetzes ergibt, wenn bestimmte, ehrgeizige Quotenziele erreicht werden sollen. Analog zum Ökostromgesetz werden daher Quotenziele vorgeschlagen, die das derzeit abgeschätzte Biogaspotenzial von rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2012 zu ca. 90 % nutzt. Das Ziel 2012 wurde gewählt, da es mit dem Durchrechnungszeitraum des Kyoto-Ziels überein stimmt (2008-2012). In Tabelle 81 sind die vorgeschlagenen Etappenziele im Verhältnis zur derzeit in Österreich verbrauchten Erdgasmenge dargestellt. Es wurde zudem eine Abschätzung vorgenommen, welchen Beitrag die verschiedenen Substratquellen zur Zielerreichung leisten können.

Jahr	Substitution Erdgas auf Basis Verbrauch 2003	Gesamte Biogas-Einspeisemenge (Mio. m <sup>3</sup> )	NAWARO (Mio. m <sup>3</sup> )	Koferment (Mio. m <sup>3</sup> )	Klär- und Deponiegas (Mio. m <sup>3</sup> )
2008	2 %	300	200	15	85
2010	4 %	600	400	35	165
2012	6 %	900	600	50	250

Tabelle 81: Mögliche Quotenziele für die Biogas-Netzeinspeisung im Rahmen eines Ökogasgesetzes

Der sich daraus ergebende Förderbedarf für die öffentliche Hand wurde mit den in Tabelle 82 dargestellten Beträgen abgeschätzt.

Jahr	Substitution Erdgas auf Basis Verbrauch 2003	Gesamter jährlicher Förderbedarf (Mio. €)	Förderbedarf NAWARO (Mio. €)	Förderbedarf Koferment (Mio. €)	Förderbedarf Klär- und Deponiegas (Mio. €)
2008	2 %	95,37	81,20	5,29	8,88
2010	4 %	191,98	162,39	12,35	17,24
2012	6 %	287,35	243,59	17,64	26,12

Tabelle 82: Abschätzung des Förderbedarfs bei Umsetzung eines ambitionierten Ökogasgesetzes.

Es ergibt sich für das Jahr 2012 ein Förderbedarf von rund 290 Mio. €. Bei der Abschätzung dieser Summe wurde von folgenden Annahmen ausgegangen: Für Biogas aus NAWARO wurde ein Mischpreis aus Szenario 1 und 2 angenommen (je 50 % große Anlagen, je 50 % kleine Anlagen). Das ergibt einen durchschnittlichen spezifischen Förderbedarf von 6,11 €cent/kWh. Für Koferment liegt der spezifische Förderbedarf aufgrund der geringeren Substratpreise um durchschnittlich 0,8 €cent/kWh unter dem Wert für NAWARO. Bei Klär- und Deponiegas wurde davon ausgegangen, dass etwa die Hälfte des Potenzials ohne zusätzlich Fördermittel realisiert werden kann, die andere Hälfte mit einem spezifischen Förderbedarf von 3,8 €cent/kWh.

Abschließend sei nochmals darauf hingewiesen, dass in dieser Förderbedarfsermittlung von einer Anpassung der Qualitätsanforderungen ausgegangen wurde, die die Einspeisung von Zusatzgas möglich macht. Kommt es nicht zu dieser Anpassung ist der Förderbedarf entsprechend höher. Wird hingegen Biogas von Erdgasabgabe ausgenommen und der Systemnutzungstarif kostengerecht umgestaltet, so kann der in Tabelle 82 abgeschätzte öffentliche Förderbedarf entsprechend gesenkt werden.

## 8.4 Resümee, Zusammenfassung

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 größtenteils 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 Gestehungskosten. 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 soll der rechtliche Rahmen auf europäischer und nationaler Basis in Bezug auf die notwendige Aufbereitung und die Einspeisung von Biogas analysiert werden. Dabei sollen die österreichischen Rechtsgrundlagen mit jenen von ausgewählten europäischen Ländern (Dänemark, Deutschland, Schweiz, Schweden) verglichen werden. Auf Basis der bestehenden Rechtssituation sowie bisheriger in- und ausländischer Erfahrungen sollen die in Österreich bestehenden Hemmnisse für eine wirtschaftlich effiziente Einspeisung von Biogas aufgezeigt werden. Weiters soll die Möglichkeit geprüft werden, 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 sollen Empfehlungen ausgearbeitet werden, 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.

## 9.1 Rechtsgrundlagen für die Einspeisung von Biogas

In den nun folgenden Kapiteln sollen basierend auf einer allgemeinen Rechtsgrundlage für den europäischen Gasmarkt die unterschiedlichen nationalen Gesetze, Vorschriften bzw. Richtlinien in Österreich und ausgewählten Ländern wie der Schweiz, Deutschland, Schweden und Dänemark in Bezug auf die Behandlung von Biogas bzw. die Einspeisung von Biogas in Gasnetze analysiert werden. Dabei soll der Frage nachgegangen werden, ob und in welchem Ausmass Regelungen bezüglich des Netzzuganges, der Qualitätsdefinitionen, der Tarifierung des Transportes von Biogas sowie der Finanzierung des Netzanschlusses in den Ländern vorhanden sind.

### 9.1.1 Rechtliche Grundlagen für die Biogaseinspeisung auf Basis EU-weiter Richtlinien

Um eine einheitliche Basis für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes zu schaffen, wurde 1998 die Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG [EG-RL 1998] umgesetzt, die u.a. regelt, dass der europäische Gasbinnenmarkt dadurch verwirklicht werden soll, indem die Interoperabilität der Transportnetze hergestellt wird. Hierzu sollen technische Vorschriften zur Auslegung und zum Betrieb der Netze geschaffen werden, die dann auf objektive und nicht diskriminierende Weise gehandhabt werden sollen (Art. 5 RL). Auf Basis dieser Regel erfolgt dann der Netzzugang. Hierbei haben die Mitgliedstaaten die Wahl zwischen einem verhandelten und einem regulierten Netzzugang. Entscheidend für beides soll sein, dass der Netzzugang auf objektive, transparente und nicht diskriminierende Art und Weise vonstatten geht (Art. 14 RL). Diese Fassung der Gasbinnenmarktrichtlinie bezog sich allerdings nur auf den Netzzugang für und die Einspeisung von Erdgas, eine explizite Erwähnung von Biogas bzw. die damit verbundene Einspeisung in Gasnetze ist darin nicht zu finden.

Erst durch die Richtlinie 2003/55/EG des europäischen Parlaments wurde Biogas in eine europäische Regelung aufgenommen. In Punkt 24 wird festgehalten, dass *„die Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualitätsanforderungen sicherstellen sollen, dass Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten, vorausgesetzt, dieser Zugang ist dauerhaft mit den einschlägigen technischen Vorschriften und Sicherheitsnormen vereinbar. Diese Vorschriften und Normen sollten gewährleisten, dass es technisch machbar ist, diese Gase sicher in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren, und sollten sich auch auf die chemischen Eigenschaften dieser Gase erstrecken“* [RL 2003/55/EG].

In dieser Richtlinie heißt es weiters, dass sämtliche erlassenen Vorschriften auch für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten gelten, „soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.“ [RL 2003/55/EG, Kapitel 1, Artikel 1, Abs.2].



Damit wird Biogas im in dieser Richtlinie zum ersten Mal auf europäischer Ebene explizit berücksichtigt, jedoch nicht privilegiert. Eine Privilegierung von Biogas im Zusammenhang mit der Gasbinnenmarktrichtlinie würde allerdings auch im Widerspruch zum allgemeinen Regelungsinhalt und –ziel der Binnenmarktrichtlinie stehen, die ersichtlich auf Objektivität, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit beim Netzzugang, nicht auf Förderung erneuerbarer Energien abzielt. Weiterführende allgemeine Regelungen bezüglich der Qualitätsdefinition von Erdgas, der Tarifierung des zu transportierendes Gases oder Vergütungsgrundsätze für die Einspeisung von Biogas sind nicht vorhanden.

Dennoch wird in einer Stellungnahme der Kommission auf die Notwendigkeit, die Versorgung mit (Erd-)Gas in Europa insbesondere durch die Einspeisung von Biogas zu diversifizieren und ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den einzelnen Gasversorgungsquellen sicherzustellen, sowie auf die Notwendigkeit, Anreize für die Nutzung von Biogas als nachhaltige, dezentrale Energiequelle im europäischen Gasbinnenmarkt zu schaffen, verwiesen. Biogas wird dabei als ein dezentraler erneuerbarer Energieträger, der stabil vor Ort verfügbar ist und ein Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgungssicherheit darstellt, definiert [Stellungnahme EU 2003].

## 9.1.2 Rechtliche Grundlagen in Österreich

Die Einspeisung von Biogas ist in Österreich grundsätzlich in zwei gesetzlichen Materien erwähnt. Im österreichischen Gaswirtschaftsgesetz wird der Netzzugang für Erzeuger von Biogas sowie die grundsätzlichen Verweise für die Definition der Qualitätskriterien geregelt. In den das Gaswirtschaftsgesetz konkretisierenden Marktregeln werden konkret die bei einer Biogaseinspeisung zu erfüllenden Qualitätskriterien bestimmt. Zur genaueren Analyse der gesetzlichen Grundlagen sollen nachfolgend sämtliche Quellen überblicksmäßig dargestellt werden, um darauf aufbauend eine kompakte Beschreibung der aktuellen Rechtssituation bei Biogas-Netzeinspeisung darzustellen.

### **Gaswirtschaftsgesetz<sup>48</sup> [GWG 2002]**

§ 3. Ziel dieses Bundesgesetzes ist es,

4. einen **Ausgleich** für *gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Netzbetreibern auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den **Umwelt- und Klimaschutz** beziehen.*

§ 6. Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck

7. „Einspeiser“ einen **Erzeuger von biogenen Gasen**, einen Produzenten von Erdgas, ein Erdgasunternehmen oder ein Speicherunternehmen, der oder das Erdgas in ein Netz abgibt;

35. „Netzzugang“ die Nutzung eines Netzsystems durch Kunden, **Erzeuger von biogenen Gasen** und Produzenten von Erdgas;

36. „Netzzugangsberechtigte“ Kunden, **Erzeuger von biogenen Gasen**, die ein Recht auf Netzzugang haben und Produzenten von Erdgas, die ein Recht auf Netzzugang haben sowie Netzbetreiber und Regelzonenführer, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist;

§ 24.(1) Verteilerunternehmen sind verpflichtet,

10. **Erzeugern von biogenen Gasen**, die den in den Allgemeinen Netzbedingungen festgelegten Qualitätsanforderungen entsprechen, an ihr Erdgasnetz zum Zwecke der Kundenversorgung anzuschließen;

§ 26.(3) Die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen haben insbesondere zu enthalten:

4. jene Qualitätsanforderungen, die für die Einspeisung und den Transport von Erdgas und **biogenen Gasen** gelten;

5. die möglichen Einspeisepunkte für Erdgas und **biogene Gase**;

---

<sup>48</sup> **Gaswirtschaftsgesetz-Novelle 2002** mit dem das Gaswirtschaftsgesetz und das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission geändert werden (GWG-Novelle 2002)

§ 41a Beantragung des Netzzuganges durch Erdgasunternehmen.

*Erdgasunternehmen können den Netzzugang im Namen ihrer Kunden begehren. **Erzeuger von biogenen Gasen (Bio- und Holzgas)** können im Namen ihrer Kunden den Netzzugang begehren, sofern hierdurch die Interoperabilität der Netze nicht beeinträchtigt wird.*

### **Marktregeln (gemäß §6 Zi 27 Gaswirtschaftsgesetz)**

#### Allgemeine Verteilernetzbedingungen, Punkt XI.2

*Der Netzbenutzer verpflichtet sich, bei der Übergabe am Einspeisepunkt nur Erdgas bzw. **biogene Gase**, welche der Spezifikation gem. den Sonstigen Marktregeln entsprechen, einzuspeisen und die Qualität des Erdgases oder **biogenen Gases** entsprechend den Sonstigen Marktregeln nachzuweisen. Die Einspeisung aus inländischer Produktion wird in den Begriffsbestimmungen im Anhang definiert.*

*Wird die Qualitätsspezifikation gemäß den Sonstigen Marktregeln Kapitel 6 oder der erforderliche Übergabedruck nicht eingehalten, hat der Verteilernetzbetreibere – unbeschadet der Regelungen in Pkt. XXVIII und XXIX Abs.4 – das Recht, die Übernahme des Erdgases zu verweigern. Der Netzbetreiber hat die Bilanzgruppenverantwortlichen der Regelzone, den Regelzonenführer und die vorgelagerten Netzbetreiber über die Nichteinhaltung der Qualitätsspezifikation umgehend zu informieren.*

#### Sonstige Marktregeln, Kapitel 6 (Technisches Regelwerk)

Pkt. 2: Gasbeschaffenheit – Gasqualität

*Zur Spezifikation der Gasbeschaffenheit ist jedenfalls die ÖVGW-Richtlinie G 31, Ausgabe Mai 2001, anzuwenden.*

Wie oben angeführt, werden im österreichischen Gaswirtschaftsgesetz (GWG) die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas geregelt. „**Erzeuger von biogenen Gasen**“ haben gemäß GWG das Recht auf Netzzugang, das bedeutet, sie haben dabei das Recht auf die Nutzung des österreichischen Netzsystems [GWG II: § 6 Zi 35-36]. Gemäss § 41a können Erzeuger von biogenen Gasen (Bio- und Holzgas) sogar im Namen ihrer Kunden den Netzzugang begehren, sofern hierdurch die Interoperabilität der Netze nicht beeinträchtigt wird.

Andererseits wird den Verteilernetzunternehmen die Pflicht auferlegt, Erzeuger von biogenen Gasen, die den in den Allgemeinen Netzbedingungen festgelegten Qualitätsanforderungen entsprechen, an ihr Erdgasnetz zum Zwecke der Kundenversorgung anzuschließen [GWG 2002: § 24 Abs 1 Zi 10]. Damit wird den Biogas-Erzeugern zwar das Recht auf Netzzugang gewährt, zugleich wird aber auch auf einzuhaltende Qualitätskriterien für die Einspeisung von Biogas verwiesen. In den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen müssen somit jene Qualitätsanforderungen geregelt sein, die für die Einspeisung und den Transport von Erdgas und biogenen Gasen gelten.

Weiters werden mögliche Einspeisepunkte für Erdgas und biogene Gase darin bestimmt [GWG 2002I: § 26 Abs. 3 Z 4: Z 5]. Konkret wird dabei jene Qualität des einzuspeisenden (Bio-) Gases geregelt, die bei der Übergabe am Einspeisepunkt den Spezifikation gemäss den Sonstigen Marktregeln entsprechen.

In den Sonstigen Marktregeln wird in 6. Kapitel wiederum auf die Qualitätskriterien der ÖVGW-Richtlinie G31 (Mai 2001) verwiesen. Wird die Qualitätsspezifikation gemäß den Sonstigen Marktregeln Kapitel 6 oder der erforderliche Übergabedruck nicht eingehalten, hat der Verteilnetzbetreiber das Recht, die Übernahme des Erdgases zu verweigern [AVNB 2003].

Basierend auf der oben beschriebenen Verpflichtung des Netzbetreibers, den Erzeuger von Biogas an das Gasnetz anzuschließen, stellt dieser Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses an das Verteilernetz unmittelbar verbunden sind (Anschlussleitung), in Form eines Netzzutrittsentgelts in Rechnung.

Diese Kosten sind durch den Erzeuger von Biogas zur Gänze zu tragen, eine allfällige Finanzierung dieses „Netzausbaues“ durch das Systemnutzungsentgelt wie für den Ausbau des österreichischen Gasnetzes ist derzeit nicht vorgesehen. Weiters sind keine Regelungen für die Tarifierung des zu transportierenden Biogases oder über die Vergütung für einzuspeisendes Biogas vorhanden.

Neben den Fragen des Netzzuganges bzw. der Qualität von Biogas müssen in Österreich im Falle der Errichtung einer Biogasanlage weitere bundes- wie auch landesrechtliche Richtlinien, und Regelwerke berücksichtigt werden. Diese besitzen zwar nicht die Verbindlichkeit von Gesetzen und Verordnungen, weisen in vielen Fällen aber einen normativen Charakter auf und sollen an dieser Stelle der Vollständigkeit halber erwähnt werden. Für den Biogasmarkt wichtige Richtlinien und Regelwerke sind:

- ÖVGW-Richtlinien (Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach)
- DVGW-Richtlinien (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)
- ÖVE-Richtlinien (Österreichischer Verband für Elektrotechnik)
- ÖKL-Merkblätter (Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung)

Einen weiteren wichtigen Aspekt für die Biogaseinspeisung enthält §3 Zi 4 des Gaswirtschaftsgesetzes, der u.a. ein Ziel dieses Gesetzes in einem Ausgleich in Form eines Systemnutzungsentgeltes für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse vorsieht, die den Verteilnetzbetreibern auferlegt werden.

In diesem Zusammenhang wird explizit auch der Ausgleich für Klima- und Umweltschutzmaßnahmen erwähnt, worunter auch die Förderung des CO<sub>2</sub>-neutralen Biogases verstanden werden kann. Dieser gesetzlichen Bestimmung muss vor allem bei der zu diskutierenden Frage eines eigenen Transporttarifs (kostenwahrer, entfernungsabhängiger Netztarif) für Biogas große Bedeutung beigemessen werden. Ausführliche Überlegungen zur Neugestaltung des Systemnutzungstarifs und zu den

Auswirkungen auf die Vermarktungsmöglichkeiten von Biogas werden in Kapitel 7.2 angestellt.

Auf Basis des oben dargestellten rechtlichen Rahmens ist die Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz grundsätzlich möglich. Die Qualitätsanforderungen beziehen sich einerseits auf den Einspeisepunkt in das Gasnetz, andererseits muss dabei das einzuspeisende Biogas bei Einspeisung in das Gasnetz exakt die Qualität von Erdgas erreichen. Somit sind für voll aufbereitetes Biogas natürlich keine Mengenrestriktionen vorhanden, für gereinigtes, aber nicht vollständig aufbereitetes Biogas hingegen besteht keine Möglichkeit der Einspeisung, um die Vorteile der Vermischung mit Erdgas entsprechend zu nutzen. Die Thematik wird ausführlich in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ diskutiert.

## 9.2 Vergleich der österreichischen Rechtsgrundlagen mit jenen anderer Länder

In diesem Kapitel soll nun versucht werden, die rechtlichen Grundlagen für die Biogaseinspeisung in ausgewählten Ländern wie der Schweiz, Schweden, Dänemark und Deutschland mit dem zuvor beschriebenen legislatischen Status Quo in Österreich zu vergleichen. Damit soll einerseits ein entsprechender Überblick über die rechtliche Situation in diesen Pionierländern der Biogasnutzung gewonnen werden, um andererseits darauf aufbauend Anhaltspunkte für allfällige Modifikationen der österreichischen Rechtsgrundlagen für die Einspeisung von Biogas zu finden.

### 9.2.1 Vergleich mit der Schweiz

Abgesehen von einigen Hundert kleineren Biogas-Anlagen in der Landwirtschaft sind in der Schweiz zurzeit sieben größere Vergärungsanlagen in Betrieb, die je 5.000 – 10.000 Jahres-Tonnen biogene Abfälle aus Haushalt und Gewerbe verarbeiten. Das aufbereitete Biogas wird großteils zu KFZ-Kraftstoff (Benzin/Dieseläquivalent) vor Ort verarbeitet. Seit 2001 wird an insgesamt drei Standorten (Samstagern, Bachenbülach und Rümlang) Biogas im Ausmaß von in Summe ca. 150 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas in das Erdgasnetz der Erdgas Zürich AG eingespeist und an Erdgastankstellen im Großraum Zürich angeboten. Im Jahre 2002 wurden bereits mehr als 550 PKWs und 20 LKWs mit Biogas betrieben, eine Steigerung dieses Wertes ist geplant, dabei soll auch der Ausbau des Erdgastankstellennetzes von 50 auf 100 Tankstellen entsprechend unterstützend wirken. Des Weiteres sind weitere Biogasanlagen mit dem Ziel der Netzeinspeisung geplant. [Tretter 2003, S.32]

In der schweizerischen Energiepolitik wird die Nutzung von erneuerbaren Energien gefördert. Darunter fällt u.a. auch die wirtschaftliche Nutzung von Biogasen, wie z.B. von Klär- und Deponiegas. Die maßgebenden Vorschriften zum Thema "Einspeisung von dezentral produzierten Energien in übergeordnete Verteilnetze" sind in der eidgenössischen Energieverordnung (EnV) geregelt. Der folgende Auszug bietet einen Überblick über die relevanten Passagen:

Auszug aus der eidgenössischen Energieverordnung: [EnV 1998]

#### **Art.1 Begriffsdefinitionen**

**Selbstversorger** sind Inhaber von Energieerzeugungsanlagen, an welchen Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung zu höchstens 50 Prozent beteiligt sind und die leitungsgebundene Energien:

1. vorwiegend für den Eigenbedarf erzeugen oder
2. ohne öffentlichen Auftrag vorwiegend oder ausschliesslich zur Einspeisung ins Netz erzeugen

#### **Art.14: Geltungsbereich der Anschlussbedingungen**

1. Die Anschlussbedingungen gelten für ... die von Selbstversorgern regelmässig erzeugte **leitungsgebundene Energie**.

3. Die von Selbstversorgern angebotene Energie gilt dann als regelmässig erzeugt, wenn Energiemenge, Zeitperiode und Zeitdauer der Einspeisung innerhalb einer angemessenen Bandbreite vorhersehbar sind oder wenn die Qualität der Einspeisung Gegenstand des Vertrages zwischen dem betroffenen Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung und dem Selbstversorger ist. Der Gleichzeitigkeitsgrad und die Zuverlässigkeit der Einspeisungen aller Selbstversorger innerhalb des Netzgebietes sind bei der Festlegung der Anschlussbedingungen zu berücksichtigen.

#### **Art. 15: Allgemeine Anforderungen**

1. Der Selbstversorger schafft auf eigene Kosten die Voraussetzung, um störende und gefährliche Wirkungen im Netz zu vermeiden.

2. Werden die Voraussetzungen nach Absatz 1 erfüllt, sind die Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung verpflichtet, die Energieerzeugungsanlagen der Selbstversorger mit dem Netz so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind.

3. Kleine kommunale und regionale Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung können unverhältnismässige Abnahmemengen an das übergeordnete Versorgungsunternehmen weiterleiten. Die Abnahmemengen ist unverhältnismässig, wenn sie fünf Prozent der jährlichen Energieabgabe des Versorgungsunternehmens übersteigt.

4. Die Selbstversorger erstatten dem von der Einspeisung betroffenen Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung periodisch Bericht über die selbst erzeugte und die an das Netz abgegebene Energie. Die Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung teilen diese Daten dem Bundesamt zur Veröffentlichung in der Energiestatistik mit.

#### **Art. 16: Vertragliche Festlegung der Anschlussbedingungen**

Die Anschlussbedingungen (z.B. Anschlusskosten, Vergütung) werden vertraglich zwischen den Beteiligten festgelegt.

Nachdem die Einspeisung biogenen Gases im Gegensatz zu Österreich nicht explizit in dieser gesetzlichen Grundlage erwähnt wird, werden hier die in der Praxis relevanten Regelungen im Merkblatt des Technischen Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches über Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz [TISG 2000] angeführt. In diesem Merkblatt wird die Einspeisung von biogenen Gasen anhand von Klärgas dargestellt. Damit Klärgas nun ins öffentliche Erdgasnetz eingespeist werden kann, sind bestimmte Qualitätsanforderungen zu erfüllen, auf die bereits ausführlich in Kapitel 2 „Qualitätsanforderungen“ eingegangen wurde. In die Schweiz ist Einspeisung von Biogas als Austauschgas in unbegrenzter Menge und als Zusatzgas mit Nutzung der Vermischungseffekte bis zu einem Ausmass von 5 % möglich.

Dass trotz dürftiger gesetzlicher Grundlage die Einspeisung von Biogas dennoch funktioniert, beweist die Rahmenvereinbarung der Gasmobil AG mit dem Verband Biomasse Schweiz. Darin wird geregelt, dass Biogasproduzenten in der Nähe von bestehenden Gasleitungsnetzen zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas zur Einspeisung zur Verfügung stellen und dass die schweizerische Gasindustrie dieses aufbereitete Biogas zu marktfähigen Preisen übernimmt und aktiv vermarktet.

Dabei wird auch der eigentliche Verwendungszweck für Biogas spezifiziert – als Treibstoff an den zahlreichen Erdgastankstellen in den der Schweiz. Dafür wird neben der Qualität des einzuspeisenden Biogases auch ein marktkonformer Übernahmepreis vereinbart, um die Produktionskosten sowie einen angemessenen Gewinn zu decken. Diese Rahmenvereinbarung ist im Anhang dieses Kapitels angeführt [Gasmobil 2003].

Der Vergleich der schweizerischen mit der österreichischen Rechtslage zeigt, dass Biogas bzw. die Einspeisung von Biogas in der schweizerischen Energieverordnung nicht explizit erwähnt wird, aber eine Einspeisung bei Erfüllung der Qualitätsanforderungen des Merkblattes des Technischen Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches (TISG) grundsätzlich als Austauschgas aber auch in beschränktem Ausmaß auch als Zusatzgas möglich ist. Damit ist im Unterschied zu Österreich die Möglichkeit gegeben, Biogas auch mit natürlichem Methangehalt unter Berücksichtigung von Vermischungseffekten in das öffentliche Gasnetz einzuspeisen, wobei die Qualität im Gasnetz berücksichtigt wird.

## 9.2.2 Vergleich mit Deutschland

Der Transport von Biogas in Deutschland ist auf drei Ebenen geregelt: Zum Ersten auf der europäischen Ebene, auf der Richtlinien verabschiedet werden, die in den Mitgliedstaaten nur mittelbar Recht schaffen. Zum Zweiten auf nationalstaatlicher Ebene, auf der die EU-Richtlinien in nationale Gesetze umgesetzt werden. Zum Dritten auf der (unverbindlichen) Verbandsebene, die sich durch Verabschiedung von Verbändevereinbarungen selbst reguliert.

Auf europäischer Ebene wurde am 22.06.1998 die Gasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG verabschiedet. Diese Richtlinie stellt wie in Österreich kein unmittelbar geltendes Recht in Deutschland dar, sondern musste bis August 2000 in nationales Recht umgesetzt werden. Im deutschen Recht ist die Gasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG aber bis dato nicht umgesetzt, statt dessen hat die deutsche Regierung beschlossen, die Rahmenbedingungen für einen liberalisierten Erdgasmarkt (v.a. Netzzugang, Tarifierung) durch eine sogenannte Verbändevereinbarung Erdgas [VVE], die zwischen Industrie- und Fachverbänden der Gaswirtschaft verhandelt wurde, zu schaffen. Diese Verbändevereinbarung ist seit Oktober 2002 in Kraft und stellt eine privatrechtliche Vereinbarung zwischen den Vertragspartner dar, die keine Verbindlichkeiten für Mitgliedsunternehmen erzeugt und keine einklagbaren Rechte für Dritte beinhaltet [Däuper 2002]. In dieser Verbändevereinbarung ist Biogas nicht erfasst, weshalb das allgemeine Energiewirtschaftsgesetz nachfolgend auf eine Biogaseinspeisung hin untersucht werden soll.

Für den deutschen Gasmarkt gilt grundsätzlich das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) aus dem Jahre 1998, das eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit regelt. Die Novelle des EnWG im November 2003 ging aber auf „Gas aus Biomasse“ dahingehend ein, dass die netzkompatible Beschaffenheit von Biogas erstmalig definiert wurde.



In §4a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes wird nun festgehalten, dass Netzbetreiber auch für „Gas aus Biomasse“ Regeln zur Interoperabilität und damit Bedingungen für netzkompatible Gasbeschaffenheiten unter Einschluss von Gas aus Biomasse in objektiver und nicht diskriminierender Weise festzulegen haben. In der Gesetzesbegründung wird dabei auf Biogas im Sinne der DVGW-Merkblätter G 260 und 262 verwiesen.

Die damit verbundenen „Bedingungen“ sind im Wesentlichen in der Anlage „Kompatibilität“ der Verbändevereinbarung genannt. Kompatibilität ist dann gegeben, wenn zum einen die Spezifikation des Gases an der Einspeisestelle gewährleistet, dass für die Ausspeisestelle keine Angleichungs- oder Umwandlungsverfahren erforderlich sind, z.B. die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 685 eingehalten werden.

Zum Anderen muss das Gas an der Einspeisestelle den erforderlichen Druck aufweisen. Nicht-Kompatibilität kann unter dem Aspekt der Sicherheit, der Anwendungstechnik oder der Abrechnung bestehen. In diesem Fall ist der Netzbetreiber verpflichtet, zur Herstellung der Kompatibilität nach Können und Vermögen ein technisches und angemessenes Preisangebot zu unterbreiten und ggf. Hinderungsgründe zu erläutern. Daraus ist der Schluss zu ziehen, dass Biogas bei netzkompatibler Beschaffenheit im Sinne des § 4a EnWG nicht mehr diskriminiert werden darf. Allerdings sieht § 4a EnWG auch keine Privilegierung von Biogas vor.

Die grundlegende rechtliche Basis, um Netzzugang zu erhalten, liegt im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Dieser kartellrechtliche Netzzugangsanspruch basiert auf § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB. Nach dieser Vorschrift müssen marktbeherrschende Unternehmen Zugang zu Infrastrukturnetzen gegen angemessenes Entgelt gewähren, wenn Netzzugangspetenten eine Wettbewerbsstellung gegen das marktbeherrschende Unternehmen auf vor- oder nachgelagerten Märkten nur auf diese Weise erreichen können.

Eine sachliche Rechtfertigung für die Netzzugangsverweigerung kommt allerdings in Betracht, wenn dem Netzbetreiber der Netzzugang unmöglich oder unzumutbar ist. Diese können sich aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen ergeben. In diesem Rahmen ist es denkbar, dass Netzbetreiber die netzkompatible Beschaffenheit von grünem Gas bestreiten. Um u.a. diesem Hinderungsgrund für eine Biogaseinspeisung entgegenzuwirken, wurde das Energiewirtschaftsgesetz in einer Novelle aus dem Jahre 2003 entsprechend geändert, um die netzkompatible Beschaffenheit von Biogas zu definieren und letztendlich Netzzugang zu garantieren.

Abseits dieser Regelungen für die Einspeisung von Biogas existiert im deutschen Recht kein Gesetz, das die Abnahme und Vergütung von Biogas an sich regeln würde. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus regenerativen Energieträgern, die Biomasseverordnung regelt nur, welche Stoffe als Biomasse im Sinne des EEG gelten und welche technischen Verfahren bzw. Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

Ein mit dem EEG korrespondierendes Gaseinspeisegesetz (GEG) existiert in Deutschland nicht, es gibt dazu aber Vorschläge von Interessensverbänden, um neben einer

Mindesteinspeisevergütung auch die Anschluss- und Abnahmepflicht für Biogas sowie die Kostenumlage analog zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen zu regeln.

Die zwischen mehreren großen Industrie- und Fachverbänden geschlossenen Verbändevereinbarung Erdgas findet schon laut Titel auf Biogas keine Anwendung. Die Verbändevereinbarung Erdgas ist eine privatrechtliche Vereinbarung. Sie besitzt keine Verbindlichkeiten für Mitgliedsunternehmen und erzeugt keine einklagbaren Rechte für Dritte. Die Regelungen in der VVE zur Kompatibilität der Gasbeschaffenheiten unter Bezugnahme auf die Spezifikation nach dem DVGW-Regelwerk G280 und G 685 wäre im Prinzip zwar auch auf Biogas anwendbar, soweit dieses aufbereitet den jeweiligen Spezifikationen entsprechen würde. Biogas wird in den einzelnen Regelungen aber nicht einmal erwähnt [Däuper 2002].

Auf Basis der allgemeinen energierechtlichen Grundlagen (Energiewirtschaftsgesetz) ist Biogas in Deutschland gegenüber Erdgas diskriminierungsfrei zu behandeln und die Einspeisung von vollständig aufbereitetem Biogas als Austauschgas ist wie in Österreich grundsätzlich möglich. Es existiert zwar der Vorschlag eines eigenen Gaseinspeisegesetzes, das sämtliche Rahmenbedingungen für die Einspeisung regelt, aber dessen Umsetzung ist derzeit nicht absehbar.

### 9.2.3 Vergleich mit Schweden

In Schweden hat die Biogasproduktion einen hohen Stellenwert: Derzeit beläuft sich die Biogasproduktion auf ca. ein Sechstel des jährlichen Erdgasverbrauches. Das produzierte Biogas wird einerseits in eigenen Leitungen zu Verbrauchergruppen transportiert, andererseits als KFZ-Kraftstoff an Erdgastankstellen angeboten, dabei wird das Biogas sowohl über das Erdgasnetz als auch in Hochdruckbehältern per LKW angeliefert. Im Jahre 2001 waren in Schweden mehr als 230 Biogasanlagen in Betrieb, 130 davon arbeiteten in Verbindung mit Abwasserbehandlungsanlagen und erzeugten 60 % des insgesamt in Schweden produzierten Biogases (1.400 GWh). Weitere 30 % wurden aus Deponien gewonnen, die restlichen 10 % aus industrieller Abwasserbehandlung und Biomüll [Tretter 2003].

Auf Grundlage entsprechender EU-Richtlinien wurden in Schweden die auf Mülldeponien abgelagerten organischen Abfälle mit einer Steuer belegt; ab 2005 ist eine Ablagerung dieser Materialien auf Deponien verboten. Es ist zu erwarten, dass hierdurch die Nachfrage nach biologischen Behandlungsanlagen deutlich ansteigen wird. Die Vorteile einer Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasversorgungsnetz liegen in einer Erhöhung des Gasabsatzes für den Biogaserzeuger sowie in der Möglichkeit für den Netzbetreiber, „Grünes Gas“ anzubieten. Dieses Konzept ist in Schweden durch das nur gering ausgebaute Erdgasnetz jedoch sehr begrenzt.

Vor diesem Hintergrund spielte die Biogas-Einspeisung in Schweden bislang eine untergeordnete Rolle und bis dato existieren auch keine gesetzlichen Grundlagen hierfür. Allerdings wurde Biogas Ende der 90er Jahre als Treibstoff für Fahrzeuge in Schweden

eingeführt und im September 1999 wurden Grenzwerte vereinbart, die seither sowohl für die Verwendung von Biogas als Treibstoff als auch für die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz einzuhalten sind. Die entsprechenden Qualitätsanforderungen wurden bereits in Kapitel 2 angeführt.

In Schweden ist auf Basis des aktuellen Gaswirtschaftsgesetzes jedoch für eine Eignung zur Einspeisung in Gasnetze die Qualität des Gasgemisches „im Netz“ und nicht am Einspeisepunkt ausschlaggebend. Auf dieser Basis besteht die Möglichkeit, ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas ohne Mengenrestriktionen in das schwedische Gasnetz einzuspeisen. Für die Einspeisung von gereinigtem, aber nicht vollständig aufbereitetem Biogas ist der Wobbe-Index jene Kennzahl, die für die entsprechenden Einspeisevolumina von Biogas von Bedeutung ist [Schulz 2003, S. 17ff und 28ff]. Es sind derzeit keine Regelungen über die Tarifierung des Transportes von Biogas, der Vergütung einer Einspeisung bzw. über die Finanzierung des Netzanschlusses bekannt.

Am 1 April 2005 wird ein neues Gaswirtschaftsgesetz in Kraft treten, in dem auch die Einspeisung von Biogas geregelt wird. Ein entsprechender Gesetzesentwurf wurde zwar seitens des schwedischen Energie-Regulators (Swedish Energy Agency) bis November 2004 angekündigt, aber bis Mitte Jänner 2005 noch immer nicht veröffentlicht [Kirschner 2005].

## 9.2.4 Vergleich mit Dänemark

In Dänemark gibt es derzeit keine gesetzlichen Regelungen für die Einspeisung von Biogas in das dänische Gasnetz. Einzig die Qualität des zu transportierenden Gases ist durch das Gaswirtschaftsgesetz durch die Qualität im Gasnetz bzw. am jeweiligen Entnahmepunkt definiert [Natural gas supply act: part 3, number 12]. Das grundlegende Kriterium hierfür ist der für das dänische Erdgas gültige Wobbe-Index in einem Rahmen von 14,42 - 15,25 kWh/m<sup>3</sup>. Wenn Biogas bis zu einem Methangehalt von 90 % aufbereitet wird, kann ein Einspeiseverhältnis von 25 % Biogas und 75 % Erdgas unter Einhaltung des oben beschriebenen Wobbe-Index erreicht werden. Wird Biogas hingegen nur gereinigt und auf den natürlichen Methangehalt von ca. 65 % aufbereitet, kann ein Anteil von 8 % am Einspeisevolumen in das Gasnetz eingespeist werden. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass ausreichend große Volumsströme im Gasnetz vorhanden sein müssen, um durch die Vermischung eine entsprechende Gasqualität zu erreichen [Jensen 2000].

In Dänemark sollen neue gesetzliche Grundlagen für Biogas-Anlagen eingeführt werden. Ein entsprechendes Regelwerk soll erarbeitet werden, um als Grundlage für neue Anlagen zu dienen, die vor dem Jahr 2008 errichtet werden. Die damit verbundenen Einspeisetarife werden mit DKK 0.6/kWh für die ersten 10 Jahre und mit DKK 0.4/kWh für die folgenden 10 Jahre festgelegt. Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wird die Errichtung von 40 neuen Biogas-Anlagen erwartet [Danish Energy Authority]. Derzeit sind keine Regelungen betreffend den Transport, der Vergütung einer Biogaseinspeisung bzw. des Anschlusses der Biogasanlage vorhanden.

Im Vergleich mit den österreichischen Rechtsgrundlagen ist festzuhalten, dass keinerlei Regelungen für den Netzzugang bzw. für den Erzeuger von Biogas als Netzzugangsberechtigten enthalten sind. Durch das vorhandene Gaswirtschaftsgesetz wird aber zumindest die Qualität des einzuspeisenden Gases im Gasnetz bzw. am Entnahmepunkt definiert, wodurch im Gegensatz zu Österreich die Einspeisung von gereinigtem Biogas mit natürlichem Methangehalt von 65% im Ausmaß von 8% möglich ist. Es bleibt abzuwarten, welche Möglichkeiten für Biogasproduzenten durch das neue Regelwerk ab 2008 entstehen, um das vorhandene Primärenergiepotenzial für Biogas im großen Ausmaß zu nutzen.

## 9.3 Rechtliche Grundlagen für die Errichtung eines lokalen Biogasnetzes

Wie in Kapitel 7.1 ausgeführt, stellt die derzeitige Gestaltung der Gassystemnutzungstarife eine massive Benachteiligung von Biogas gegenüber Erdgas dar. Insbesondere bei lokaler Vermarktung des Biogases werden aufgrund der derzeitigen rechtlichen Situation Tarife verrechnet, die in keiner Weise die tatsächlichen (niedrigen) Kosten des Biogastransports im öffentlichen Gasnetz abbilden. Die Neugestaltung der Systemnutzungstarife ist daher eine wesentliche Voraussetzung für die Biogas-Netzeinspeisung.

Eine Alternative zur Umgehung dieser überhöhten Systemnutzungstarife stellt die Errichtung von Direktleitungen und lokaler Biogasnetze dar. Diese können durchaus auch ergänzend zu bereits vor Ort vorhandenen Gasnetzen errichtet werden. Wie die Berechnung der Anschluss- bzw. Leitungskosten in Kapitel 5 gezeigt hat, ist dies auch kostenmäßig eine durchaus realistische Option, da sich damit Transportkosten ergeben, die zum Teil erheblich unter den Systemnutzungstarifen des öffentlichen Gasnetzes liegen.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es nicht sinnvoll, zu einer bereits vorhandenen Infrastruktur eine Parallelstruktur aufzubauen, da dies mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Die künftige Gestaltung der Systemnutzungstarife sollte daher in einer Weise erfolgen, dass die Errichtung von Direktleitungen in aller Regel nicht kostenmäßig günstiger ist, als die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur.

Da die Umgestaltung der Systemnutzungstarife aufgrund der notwendigen politischen Willensbildung und Prozesse ihre Zeit brauchen wird, wurden auch die rechtlichen Aspekte der Errichtung von Direktleitungen und Biogasnetzen erörtert. Anhand einer speziell für diese Studie beauftragten Expertise von Dr. Reinhard Schanda [Schanda 2004] werden nachfolgend die rechtlichen Voraussetzungen für die Genehmigung eines Biogasnetzes nach dem Anlagenrecht des Gaswirtschaftsgesetzes, nach dem Anlagenrecht des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002, nach dem Rohrleitungsgesetz, nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung sowie nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 aus juristischer Sicht untersucht. Ziel dieser Analyse ist es, sämtliche relevanten Rechtsvorschriften zu identifizieren, die bei der Errichtung eines Biogasnetzes beachtet werden müssen.

### 9.3.1 Anlagenrecht des Gaswirtschaftsgesetzes

Der Anwendungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) umfasst gemäß § 2 Abs 1 Z 4 GWG unter anderem die Errichtung, die Erweiterung, die Änderung und den Betrieb von Erdgasanlagen. Gemäß § 6 Z 11 GWG ist eine „Erdgasleitungsanlage“ eine Anlage, die zum Zweck der Fernleitung, der Verteilung von Erdgas durch Rohrleitungen oder Rohrleitungsnetze oder als Direktleitung errichtet oder betrieben wird, sofern es sich nicht

um eine vorgelagerte Rohrleitungsanlage (Z 65) handelt. Gemäß § 6 Z 5 GWG ist eine „Direktleitung“ eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Erdgasleitung.

Erdgasanlagen unterliegen daher seit dem Inkrafttreten des GWG (mit bestimmten Ausnahmen) dem Anlagenrecht des GWG. Das GWG enthält jedoch keine Regelungen über den Bau und den Betrieb von Biogasleitungsanlagen. Auf die Voraussetzungen nach dem Gaswirtschaftsgesetz ist daher nicht näher einzugehen. Festzuhalten bleibt aber, dass die Errichtung eines eigenen lokalen Biogasnetzes nachdem GWG nicht verboten ist [Schanda 2004].

### 9.3.2 Anlagenrecht des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002

Sofern eine Rohrleitungsanlage Teil einer Abfallbehandlungsanlage nach dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG 2002) ist, ist zunächst letzteres zu beachten. Zu beachten ist, dass bestimmte Behandlungsanlagen in einem vereinfachten Verfahren (§ 37 Abs 3 AWG) zu genehmigen sind, andere Maßnahmen sind bloß anzeigepflichtig (§ 37 Abs 4 AWG).

Gemäß § 38 Abs 1 AWG 2002 sind im Genehmigungs- und Anzeigeverfahren für Abfallbehandlungsanlagen alle Vorschriften – mit Ausnahme der Bestimmungen über die Parteistellung, die Behördenzuständigkeit und das Verfahren – anzuwenden, die im Bereich des Gewerbe-, Wasser-, Fort-, Mineralrohstoff-, Strahlenschutz-, Rohrleitungs-, Eisenbahn-, Bundesstraßen-, Denkmalschutz-, Gaswirtschafts-, Elektrizitätswirtschafts-, Landesstraßen-, Naturschutz- und Raumordnungsrechts für Bewilligungen, Genehmigungen oder Untersagungen des Projekts anzuwenden sind. Im Genehmigungsverfahren sind auch die bautechnischen Bestimmungen des jeweiligen Bundeslandes anzuwenden; in diesen Fällen entfällt daher eine baubehördliche Bewilligungspflicht (Verfahrenskonzentration).

Mist, Jauche, Gülle und organisch kompostierbares Material ist dann kein Abfall, wenn diese im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes einer zulässigen Verwendung zugeführt werden (§ 2 Abs 3 letzter Satz AWG 2002). Ob eine Anlage zur Herstellung von Biogas eine Abfallbehandlungsanlage ist, hängt also davon ab, was zur Herstellung von Biogas eingesetzt wird und ob diese Herstellung im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes erfolgt.

Vom Anlagenbegriff umfasst sind jedoch nur jene technischen Einrichtungen, in denen diese Tätigkeit entfaltet wird. Der in der Gewerbeordnung entwickelte Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“ ist auf das AWG grundsätzlich nicht übertragbar (siehe etwa Schmelz, in Hauer/List/Nußbaumer/Schmelz, AWG 2002, 243). Es ist daher möglich, dass sich innerhalb einer gewerberechtlich als Einheit anzusehenden Betriebsanlage einzelne Einrichtungen befinden, die als „Abfallbehandlungsanlage“ zu qualifizieren sind. Gemäß § 2 Abs 7 Z 1 AWG 2002 sind unter „Behandlungsanlagen“ ortsfeste oder mobile Einrichtungen, in denen Abfälle behandelt werden, einschließlich der damit unmittelbar verbundenen, in einem technischen Zusammenhang stehenden Anlagenteile zu verstehen. Sofern nach den

genannten Kriterien also eine Biogasherstellungsanlage als Abfallbehandlungsanlage zu qualifizieren ist, erstreckt sich diese Qualifikation nach unserem Verständnis nur auf die eigentliche Biogasanlage, nicht aber auf ein nachgelagertes Rohrleitungsnetz zur Verteilung des Biogases.

Handelt es sich bei der Rohrleitungsanlage sohin nicht um einen Teil einer Abfallbehandlungsanlage, ist weiters zu prüfen, ob die Anlage in den (ausschließlichen) Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes oder in jenen der Gewerbeordnung fällt. Da die Vorschriften der Gewerbeordnung und des Rohrleitungsgesetzes auch im Genehmigungsverfahren nach dem AWG 2002 anzuwenden sind, sind diese Bestimmungen in jedem Fall von Bedeutung [Schanda 2004].

### 9.3.3 Genehmigung nach dem Rohrleitungsgesetz

Gemäß § 1 Abs 1 Rohrleitungsgesetz gelten dessen Bestimmungen für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen, ausgenommen brennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und Wasser sowie für die Errichtung, Erweiterung, Änderung, den Betrieb, die Instandhaltung und die Beseitigung der hierfür erforderlichen Leitungen und Anlagen.

Gemäß § 1 Abs 2 Rohrleitungsgesetz gilt dieses nicht für Rohrleitungsanlagen,

- die bergrechtlichen Vorschriften unterliegen,
- für Erdgasleitungen und
- für Rohrleitungsanlagen, die sich innerhalb der gewerblichen Betriebsstätte a) von Unternehmen, die der Gewerbeordnung 1973 (nunmehr Gewerbeordnung 1994) oder b) von Unternehmen, die dem Betriebsanlagenrecht der Gewerbeordnung 1973 (nunmehr 1994) unterliegen.

Für die Auslegung des Begriffs „gewerbsmäßig“ in § 1 Abs 1 Rohrleitungsgesetz kann auf § 1 Abs 1 der Gewerbeordnung zurückgegriffen werden. Danach wird eine Tätigkeit gewerbsmäßig ausgeführt, wenn sie selbständig, regelmäßig und in der Absicht betrieben wird, einen Ertrag oder sonstigen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen, gleichgültig, für welche Zwecke dieser bestimmt ist.

Unter Rohrleitungsanlagen im Sinne des Rohrleitungsgesetzes sind gemäß dessen § 2 alle jene Einrichtungen zu verstehen, welche das zu befördernde Gut allseits umschließen und als Transportweg für das zu befördernde Gut dienen; ferner alle mit dem Betrieb der Rohrleitung örtlich verbundenen Baulichkeiten und technischen Einrichtungen, welche ausschließlich für die Beförderung von Gütern in Rohrleitungen dienen. Insbesondere sind darunter auch örtlich gebundene Baulichkeiten und technische Einrichtungen zu verstehen, welche das zu befördernde Gut von der Abgabestelle aufnehmen, für die Beförderung in Rohrleitungen verteilen, zeitweise lagern oder nach der Beförderung von der Rohrleitung für eine weitere Beförderung, Verwendung oder Bearbeitung abgeben oder Wartungszwecken dienen.

Die gewerbsmäßige Beförderung von Biogas in Rohrleitungen mit einem Betriebsdruck von zumindest 0,5 bar Überdruck fällt daher grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes.

Für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen ist zunächst eine Konzession erforderlich (siehe § 3 Abs 1 Rohrleitungsgesetz). Die Konzessionsvoraussetzungen, welche im Rahmen dieser Ausführungen nicht näher dargestellt werden, sind in § 5 Abs 1 Rohrleitungsgesetz näher geregelt. Das Konzessionserteilungsverfahren ist dem § 8 Rohrleitungsgesetz zu entnehmen. Die Konzession ist sowohl anlagen- als auch personenbezogen. Das bedeutet, dass für jedes selbständige Rohrleitungsanlagenprojekt eine eigene Konzession erforderlich ist.

Für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Rohrleitungsanlagen ist zudem gemäß § 3 Abs 2 Rohrleitungsgesetz eine Genehmigung zur Errichtung und Inbetriebnahme gemäß den §§ 17 ff Rohrleitungsgesetz erforderlich. Mit dem Antrag um Genehmigung zur Errichtung und Inbetriebnahme der Rohrleitungsanlage ist ein technischer Bauentwurf vorzulegen. Dieser hat die in § 18 Abs 2 Rohrleitungsgesetz näher bestimmten Anlagen zu enthalten. Die Inbetriebnahme der errichteten Rohrleitungsanlage ist der Behörde dann gemäß § 21 Abs 1 Rohrleitungsgesetz unter Anschluss des Nachweises über den Abschluss einer Haftpflichtversicherung anzuzeigen.

Dem Konzessionsinhaber kommen nach dem Rohrleitungsgesetz im übrigen keine Wege- bzw Leitungsrechte zur Verlegung von Rohrleitungen auf öffentlichem oder auf privatem Grund zu. Diese bedürfen der (privatrechtlichen) Zustimmung des jeweiligen Grundeigentümers. Die §§ 27 ff Rohrleitungsgesetz sehen jedoch die Möglichkeit einer Enteignung vor.

Behörden im Sinne des Rohrleitungsgesetzes sind gemäß § 39 Rohrleitungsgesetz der Landeshauptmann, bei Rohrleitungen, die sich über das Gebiet mehrere Bundesländer erstrecken oder die Grenzen des Bundesgebietes überschreiten, der Bundesminister für Verkehr. Hat der Landeshauptmann in erster Instanz entschieden, geht der Instanzenzug bis zum zuständigen Bundesminister [Schanda 2004].

### **9.3.4 Genehmigung nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung**

Im Verhältnis zum Rohrleitungsgesetz findet die Gewerbeordnung nur insoweit Anwendung, soweit nicht durch das Rohrleitungsgesetz Sonderregelungen getroffen worden sind. Soweit das Rohrleitungsgesetz keine Regelungen enthält, gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen die Bestimmungen der Gewerbeordnung.

Die Bestimmungen der Gewerbeordnung gelten daher nur



- für den Betrieb von Rohrleitungen für verbrennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und
- für Gasleitungen, die sich innerhalb einer gewerblichen Betriebsstätte befinden.

Soweit danach die Gewerbeordnung anzuwenden ist enthalten die §§ 74 ff GewO die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von gewerblichen Betriebsanlagen. Gemäß § 74 Abs 1 Gewerbeordnung ist unter einer „gewerblichen Betriebsanlage“ jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist. Nach der Judikatur ist etwa das Gasleitungsnetz eines Flüssiggasversorgungsunternehmens von der Zentralstelle bis zum Netzverbraucher als einheitliche gewerbliche Betriebsanlage anzusehen.

Für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck sind somit insbesondere die Bestimmungen über die gewerbliche Betriebsanlage der §§ 74 ff Gewerbeordnung zu beachten.

Der Gewerbeordnung unterliegende Betriebsanlagen sind nicht automatisch genehmigungspflichtig, sondern nur dann, wenn die in § 74 Abs 2 GewO geregelte Prognosebeurteilung ergibt, dass bestimmte nachteilige Auswirkungen dieser Anlagen nicht auszuschließen sind. Die Verordnung BGBl II 20/1999 ist hier nicht anwendbar, da diese lediglich für Erdgasflächen- und Fernwärmeversorgungsleitungsnetze eine Ausnahme von der Genehmigungspflicht vorsieht.

Soweit eine Anlage gewerberechtlich genehmigungspflichtig ist, ist in einem weiteren Schritt zu prüfen, in welchem Verfahren sie zu behandeln ist. Sind die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren gemäß § 359b GewO nicht gegeben, hat die Behörde das ordentliche Verfahren durchzuführen. § 356b GewO sieht vor, dass auch materiell-rechtliche Genehmigungskriterien nach anderen Bundesgesetzen, soweit sie dem Schutz vor Auswirkungen der Anlage dienen, von der Gewerbebehörde mitanzuwenden sind. Jene Unterlagen, die dem Ansuchen um Genehmigung einer Betriebsanlage anzuschließen sind, sind dem § 353 Gewerbeordnung zu entnehmen.

Im Gewerberecht gilt der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Zur Erteilung der Betriebsanlagengenehmigung für die Gasleitung (Hauptrohrleitung, Zuleitung und Gaseinleitungen) ist daher auch nur eine Behörde berufen, deren Zuständigkeit sich aus den §§ 333, 334 Z 4 oder § 335 Z 1 GewO ergibt [Schanda 2004].

### **9.3.5 Verfahrenskonzentration nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000**

Für bestimmte umweltrelevante Vorhaben normiert das UVP-G 2000 ein konzentriertes Genehmigungsverfahren, welches sämtliche für ein solches Vorhaben sonst erforderlichen Anzeige- und Bewilligungserfordernisse ersetzt.

Gegenstand der Umweltverträglichkeitsprüfung sind die gemäß § 3 UVP-G, Anhang 1 aufgezählten Vorhaben. Die darin enthaltenen Abfallbehandlungsanlagen werden an dieser Stelle allerdings nicht näher behandelt. Hingewiesen wird jedoch darauf, dass Rohrleitungen für den Transport von Gas mit einem Innendurchmesser von mindestens 800 mm und einer Länge von mindestens 40 km dem ordentlichen UVP-Verfahren unterliegen. Rohrleitungen für den Transport von Gas in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A (siehe Anhang 2 UVP-G) mit einem Innendurchmesser von mindestens 500 mm und einer Länge von mindestens 25 km unterliegen dem vereinfachten Verfahren, sofern eine Einzelfallbeurteilung eine wesentliche Beeinträchtigung des Schutzgebietes ergibt (§ 3 Abs 4 UVP-G).

Für diese Anlagen ist das Genehmigungsverfahren ausschließlich nach dem UVP-G 2000 durchzuführen. Es ist daher jeweils vorab zu prüfen, ob eine geplante Anlage vom UVP-G 2000 erfasst ist oder nicht. Im Rahmen der umfassenden Genehmigungskonzentration sind dann sämtliche Genehmigungsvoraussetzungen nach diesem Gesetz oder nach anderen Gesetzen, insbesondere auch nach Landesrecht (zB Bau- und Naturschutz) mit anzuwenden (Verfahrenskonzentration) (siehe 3 § UVP-G).

Entscheidungsgrundlage für die Landesregierung als UVP-Behörde ist die Summe der mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften; überdies werden in § 17 UVP-G umweltspezifische Mindeststandards statuiert [Schanda 2004].

### **9.3.6 Persönliche Voraussetzungen des Betreibers eines Biogasnetzes**

In einem weiteren Schritt sollen die persönlichen Voraussetzungen für die Errichtung eines lokalen Biogasnetzes, abhängig von der rechtlichen Zuordnung (Rohrleitungsgesetz versus Gewerbeordnung) untersucht werden.

Das Rohrleitungsgesetz definiert in § 5 personen- und anlagenbezogen Kriterien, die zum Erhalt einer entsprechenden Konzession für die Errichtung bzw. den Betrieb einer Rohrleitung bzw. eines Biogasnetzes über 0,5 bar Überdruck erfüllt werden müssen. Diese Konzessionsvoraussetzungen enthalten folgende Punkte:

- der Konzessionswerber - sofern er eine natürliche Person ist - muss
  - vollgeschäftsfähig sein und das 24. Lebensjahr zurückgelegt haben,
  - zuverlässig sein
  - die österreichische Staatsbürgerschaft oder die einer anderen Vertragspartei des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum besitzen und als Unternehmer einen Sitz oder eine nicht nur vorübergehende geschäftliche Niederlassung im Inland haben,
- der Konzessionswerber - sofern er keine natürliche Person ist – muss seinen Sitz im Inland haben,

- es muss erwartet werden können, daß der Konzessionswerber wirtschaftlich in der Lage ist die erforderlichen Anlagen zu errichten, zu betreiben und instandzuhaltend,
- das Vorhaben vom technischen Standpunkt grundsätzlich geeignet sein und eine sichere Betriebsführung erwarten lassen,
- es muss ein gegenwärtiger oder ein künftiger volkswirtschaftlicher Bedarf an der Beförderung der in Betracht kommenden Güter oder ein volkswirtschaftliches Interesse an der Errichtung der Rohrleitung vorliegen

Hinsichtlich des letztgenannten Punktes eines gegenwärtigen oder künftigen volkswirtschaftlichen Bedarfes an der Beförderung von Gütern in Rohrleitungen oder eines volkswirtschaftlichen Interesses an der Errichtung der Rohrleitung ist zu beachten, dass zudem mit dem zuständigen Bundesminister das Einvernehmen herzustellen ist, sofern es sich bei den zu befördernden Gütern um Energieträger handelt. Das Rohrleitungsgesetz gibt aber keine Auskunft darüber, wie das „Einvernehmen“ herzustellen ist, daher ist diese Vorgabe jeweils im konkreten Anlassfall zu beurteilen.

Die Tätigkeit der Versorgung anderer mit Gas ist ein Anmeldegewerbe, für das kein Befähigungsnachweis vorgeschrieben ist, also ein freies Gewerbe. Das bedeutet, dass das Gewerbe bereits ab der erfolgten Anmeldung ausgeübt werden darf, sofern die allgemeinen Voraussetzungen erfüllt werden. Kommt die Behörde nach ihrer Prüfung gemäß § 340 GewO zur Ansicht, dass die gesetzlichen Voraussetzungen für die Ausübung des angemeldeten Gewerbes nicht vorliegen, hat die Behörde dies mit Bescheid festzustellen und die Ausübung des Gewerbes zu untersagen. Um ein eigenes lokales Netz zu errichten, muss zudem eine Betriebsanlagengenehmigung eingeholt werden, bei der vor allem die Gefährlichkeit der Anlage im Betriebsanlagengenehmigungsverfahren geprüft wird [Schanda 2004].

### 9.3.7 Haftungen des Betreibers eines Biogasnetzes

Aufgrund der besonderen Gefährlichkeit des Transportes von Gasen ist die Frage nach der Haftung bei Betriebsunfällen zu hinterfragen. Das Rohrleitungsgesetz schreibt in § 10 vor, dass der Inhaber einer derartigen Rohrleitungsanlage ohne Rücksicht auf die Gewerbsmäßigkeit des Betriebes für den Ersatz der durch einen schädigenden Vorgang beim Betrieb der Rohrleitung und der Anlagen verursachten Schäden insoweit haftet, als dadurch ein Mensch getötet, an seinem Körper oder an seiner Gesundheit verletzt oder eine Sache beschädigt wird. Weiters gelten die Paragraphen § 5 Abs. 2 und die §§ 6 bis 8, 10 bis 14, 15 Abs. 2 und die §§ 17 bis 20 und 23 des Eisenbahn- und Kraftfahrzeughaftpflichtgesetz, BGBl. Nr. 48/1959 sinngemäß.

Aus diesem Grund wird in § 13 des RLG die Erteilung einer Betriebsaufnahmegenehmigung vom Abschluss einer Haftpflichtversicherung abhängig gemacht, mit der die Haftpflicht nach Maßgabe des Betriebsumfanges und der Betriebsgefahr bis zu gewissen Haftungshöchstgrenzen voll gedeckt ist.

Im Bereich der Gewerbeordnung kann dem Betreiber eines Biogasnetzes lediglich die Auflage erteilt werden, eine derartige Haftpflichtversicherung abzuschliessen. In der Gewerbeordnung selbst sind keine eigenen Haftungsklauseln enthalten, es gelten sohin die Haftungsregelungen des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches [Schanda 2004].

### 9.3.8 Voraussetzungen für den Betrieb eines Biogasnetzes

In einem letzten Schritt ist zu hinterfragen, ob Regelungen bzw. Vorschriften hinsichtlich des Betriebes eines Biogasnetzes vorhanden sind. Das Rohrleitungsgesetz sieht in §15 hierfür vor, dass der Inhaber einer entsprechenden Konzession verpflichtet ist, einen Betriebsleiter zu bestellen, der für die Sicherheit und Ordnung des Betriebes der Rohrleitungsanlage zu sorgen hat. Für diesen Betriebsleiter ist weiters ein Stellvertreter zu bestellen.

Der verantwortliche Betriebsleiter und sein Stellvertreter müssen fachlich befähigt sein, den Betrieb der Rohrleitungsanlage zu leiten und zu überwachen. Die fachliche Befähigung ist durch Zeugnisse über ein erfolgreich zurückgelegtes einschlägiges Hochschulstudium und eine mindestens dreijährige einschlägige Praxis in einem Unternehmen, welches Güter in Rohrleitungen befördert, nachzuweisen. Dieser Nachweis wird auch durch Zeugnisse über die erfolgreich abgelegte Reifeprüfung an einer höheren technischen gewerblichen Lehranstalt sowie eine mindestens sechsjährige einschlägige Praxis in einem Unternehmen, welches Güter in Rohrleitungen befördert, erbracht.

Die Bestellung des verantwortlichen Betriebsleiters und seines Stellvertreters bedarf der Genehmigung der Behörde, die zu erteilen ist, wenn weder hinsichtlich der Zuverlässigkeit noch der fachlichen Befähigung Bedenken bestehen. Wenn sich solche in der Folgezeit ergeben, ist sie zu widerrufen.

Die Gewerbeordnung sieht für den Betrieb einer Rohrleitungsanlage bzw. eines Biogasnetzes keine diesbezüglichen Verpflichtungen vor [Schanda 2004].

### 9.3.9 Trennung eines Teils des Erdgasnetzes und Umstellung desselben auf ein Biogasnetz

Abschließend soll noch die Frage analysiert werden, unter welchen Voraussetzungen ein Teil (Strang) eines Erdgas-Verteilnetzes vom übrigen Netz getrennt und auf ein Biogasnetz umgestellt werden kann. Hintergrund dieser Frage ist die damit verbundene Möglichkeit, in diesem abgetrennten Netzbereich Biogas mit anderen Qualitätsspezifikationen als Erdgas auf direktem Weg zu Kunden zu transportieren.

Die Trennung eines Teils des Erdgasnetzes und die Umstellung desselben auf ein Biogasnetz ist gesetzlich nicht geregelt. Es ist daher auf allgemeine zivil- und

verfahrensrechtliche Vorschriften zurückzugreifen. Zivilrechtlich ist für eine derartige Abtrennung bzw. Umstellung des Netzes jedenfalls die Zustimmung des Eigentümers der Leitungsanlage erforderlich.

Ferner wird bei der Umstellung einer Erdgasleitungsanlage auf eine Biogasleitungsanlage zu beachten sein, dass diese von den ursprünglich erteilten erdgasrechtlichen Genehmigungen nicht gedeckt ist. Bei dieser „Umstellung“ handelt es sich jedoch auch nicht um eine „Änderung einer Erdgasleitungsanlage“ im Sinne des § 45 Abs 1 GWG, sondern vielmehr um eine Auflassung einer Erdgasanlage und (Neu-) Errichtung einer Biogasanlage. In diesem Fall wäre daher die Genehmigungen nach dem Rohrleitungsgesetz bzw. der Gewerbeordnung einzuholen [Schanda 2004].

## 9.4 Empfehlungen für die Novellierung der rechtlichen Grundlagen in Österreich

Wie die Analysen der derzeit gültigen Rechtsvorschriften gezeigt hat, sind diese Bestimmungen – wenig überraschend – auf die Verteilung von Erdgas hin optimiert. Sowohl die geltenden brenntechnischen Anforderungen an das Gas (vgl. Kapitel 2 Qualitätsanforderungen) wie auch die Vergütung der Netznutzung sind auf Erdgas zugeschnitten. Für Biogas führt das zu Erschwernissen, die sich auch in erhöhten Kosten für Netzeinspeisung bemerkbar machen. Optimale rechtliche Rahmenbedingungen sind somit eine Grundvoraussetzung für optimale wirtschaftliche Bedingungen der Biogas-Netzeinspeisung.

Es sollen nun jene Verbesserungsmöglichkeiten des Rechtsrahmens angeführt werden, die eine hemmnisfreie Einspeisung von Biogas und eine nachhaltige Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit von Biogas ermöglichen würden. Durch die Änderung bereits bestehender bzw. die Schaffung neuer Rechtsgrundlagen sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, um wichtige Kriterien zur Biogaseinspeisung wie die notwendige Qualität zur Biogas-Einspeisung, kostengünstige Anschlussmöglichkeiten von Biogasanlagen, die Verrechnung tatsächlicher Transportleistungen an Kunden, die Steuerbefreiung von Biogas als Brenn- und Treibstoff und Möglichkeiten zur staatlichen Förderung zu gewährleisten.

Dabei soll die für jedes einzelne Kriterium entsprechende neue legislative Grundlage aufgezeigt bzw. Änderungsvorschläge bereits bestehender Grundlagen in Grundzügen angeführt werden. Die Details zu jedem Einspeisekriterium bzw. die daraus folgenden Änderungsmaßnahmen sind in den jeweiligen vorangegangenen Kapiteln ausführlich bearbeitet worden und daher wird nachfolgend nur mehr darauf verwiesen.

### 9.4.1 Änderung der Qualitätsanforderungen

In der EU-Richtlinie 2003/55/EG wurde die Basis für die Berücksichtigung von Biogas gelegt, in dem der nichtdiskriminierenden Zugang zu Gasnetzen für Biogas bestimmt wurde, solange dies mit den technischen Vorschriften und Sicherheitsnormen vereinbar ist. Die Einspeisung von Biogas soll unter der Prämisse möglich sein, dass es zu keiner Beeinträchtigung der Sicherheit kommt bzw. die Einspeisung technisch möglich ist.

Die einzelnen Länder haben auf dieser Grundlage die Einspeisung von Biogas unterschiedlichst behandelt. Während in Deutschland grundsätzlich die diskriminierungsfreie Behandlung von Biogas geregelt wurde, ohne aber auf die detaillierten Einspeisebedingungen einzugehen (ein wegweisendes Gaseinspeisegesetz für Biogas wäre zwar als Vorlage vorhanden, aber noch nicht politisch umgesetzt), wurde in den skandinavischen Ländern wie Schweden und Dänemark zumindest die Qualität des einzuspeisenden Gases auf die Qualität im Gasnetz bezogen, um Vermischungseffekte

entsprechend zu berücksichtigen. Eigene gesetzliche Grundlagen für eine Biogaseinspeisung per se fehlen allerdings auch in diesen Ländern.

In der Schweiz gibt es entsprechende gesetzliche Grundlagen in Form des Merkblattes des Technisches Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches (TISG), die die Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz regeln und nach der für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz die Möglichkeit besteht, Biogas als Mischgas in so geringem Mengenverhältnis dem Erdgasfluss beizumengen, dass das Mischgas immer noch die Qualitätskriterien der jeweiligen Gasart (z.B. Erdgas H, Erdgas L) erfüllt.

In Österreich wird die Einspeisung von Biogas bereits im aktuellen Gaswirtschaftsgesetz berücksichtigt, indem einerseits der Netzzugang für Erzeuger von Biogas und andererseits die Qualität des Biogases an der Einspeisestelle als Erdgasqualität definiert wird. Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass in Österreich zwar die Einspeisung von Biogas definitiv ermöglicht, aber gleichzeitig durch die Qualitätsdefinition des einzuspeisenden Gases am Einspeisepunkt eine entsprechende Hürde aufgebaut wird, die Vermischungseffekte wie bspw. in Schweden, Dänemark oder der Schweiz nicht zulässt.

Ein erster Schritt zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Biogaseinspeisung wäre somit eine geringfügige Änderung in der Anwendung der ÖVGW-Richtlinie G31, um deren Qualitätsanforderungen nicht auf den Einspeisepunkt, sondern auf das Mischgas im Gasnetz zu beziehen. Konkret müsste in diesem Fall der Punkt XI.2 der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen dahingehend geändert werden, dass die ÖVGW-Richtlinie nicht am Einspeise- sondern am Entnahmepunkt anzuwenden ist. Mit dieser relativ einfachen Maßnahme könnte immerhin eine Einspeisung von 5,6 % von Biogas als Zusatzgas in das österreichische Gasnetz ermöglicht werden. Diese Maßnahme ist jedoch nicht weitreichend genug und wird daher nicht empfohlen.

#### **9.4.1.1 Empfehlung 1: Richtlinie für Mischgasqualität im Netz**

Um die kostengünstige Einspeisung des gesamten jährlichen Biogaspotenzials in Österreich von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas zu ermöglichen, sollte eine neue ÖVGW-Richtlinie für Mischgas im Netz bzw. am Entnahmepunkt ausgehend von der aktuellen Richtlinie G31 für Erdgas angedacht werden. Durch die Schaffung einer neuen ÖVGW-Richtlinie für Mischgas - wie in Kapitel 2.7.4 ausführlich beschrieben - könnte durchschnittliches Biogas (60 % Methan, ca 40 % Kohlendioxid) bspw. bei einer neuen Festlegung der unteren Brennwertgrenze bei 10,0 kWh/m<sup>3</sup> (einschließlich Schwankungsbreite von +/- 10%) im Ausmaß von ca. 25% des Gasvolumsstroms der Leitung beigemischt werden. Diese neue Richtlinie schafft somit die Rahmenbedingungen, um das gesamte Biogaspotenzial in Österreich nützen und ohne teure Methananreicherung in das Gasnetz einspeisen zu können. Von einer neuen Richtlinie für Mischgas (bezogen auf Qualität im Netz bzw. am Entnahmepunkt) neben der bisherigen ÖVGW-Richtlinie G31 für Erdgas (bezogen auf Einspeisepunkt) gehen keine Gefahren für das öffentliche Gasnetz bzw. die Endgeräte aus.

Um diese neue Richtlinie für Mischgas in die Praxis umzusetzen, müsste hierzu im Gaswirtschaftsgesetz eine Regelung eingefügt werden, nach der die Qualitätsanforderungen

für Mischgas im öffentlichen Gasnetz in den entsprechenden rechtsverbindlichen und rechtsgültigen Regelwerken zu definieren sind. Diese gesetzliche Verpflichtung müsste im Anschluss in den Marktregeln entsprechend umgesetzt werden, in dem diesbezügliche Änderungen in den „Allgemeinen Verteilernetzbedingungen“ sowie in Kapitel 6 der Sonstigen Marktregeln „Technisches Regelwerk“ eingefügt werden.

## 9.4.2 Anschluss der Biogasanlage an das öffentliche Gasnetz

Erzeuger von biogenen Gasen sind gemäss § 6 Zi 7, 35 und 36 Gaswirtschaftsgesetz berechtigt, das öffentliche Gasnetz zu nutzen und bekommen hierfür einen sogenannten Netzzugang gewährt. Weiters sind Verteilnetzbetreiber gemäss 24 Abs. 1 GWG verpflichtet, Erzeugern von biogenen Gasen nach den Bestimmungen der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen an ihr Erdgasnetz zum Zwecke der Kundenversorgung anzuschließen. Somit ist eine wichtige rechtliche Grundlage für die Biogaseinspeisung geschaffen. Allerdings muss vor der Einspeisung in das Gasnetz bzw. Nutzung desselben noch der Anschluss der Biogasanlage an das Gasnetz in Form eines sogenannten Netzzutrittes abgewickelt werden. Bei der Abwicklung eines entsprechenden Netzzutrittsantrages sind gemäss Punkt III der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen grundsätzlich die wirtschaftlichen Interessen des Netzzutrittswerbers, also des Erzeugers von Biogas, zu berücksichtigen.

Um einen diesbezüglichen Antrag positiv an den Netzzutrittswerber zu retournieren, muss der Verteilnetzbetreiber, an dessen Gasnetz die Biogasanlage angeschlossen wird, aber auch die „technischen Zweckmäßigkeiten“ wie beispielsweise Vermeidung von technischen Überkapazitäten, Versorgungsqualität und vor allem die wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer in Hinblick auf die Verteilung der Netzkosten entsprechend berücksichtigen. Nur wenn der Verteilnetzbetreiber diese Kriterien in vollem Umfang berücksichtigen kann, wird der Netzzutrittsantrag positiv angenommen, andernfalls abgelehnt.

### 9.4.2.1 Empfehlung 2: Sonderstellung für Biogasanlagenbetreiber im Netzzutrittsverfahren

Es wird angeregt, den Erzeugern von Biogas im Netzzutrittsverfahren gemäss des Punktes III. der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen eine Sonderstellung gegenüber herkömmlichen Netzzutrittswerbern zu gewähren, um eine allfällige Ablehnung durch den betroffenen Verteilnetzbetreiber aufgrund oben beschriebener Kriterien bezüglich „technischer Zweckmäßigkeit“ zu verhindern. Die in diesem Zusammenhang angeführten Kriterien in Punkt III der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen gewähren den Verteilnetzbetreibern einen sehr breiten Interpretationsspielraum für die Ablehnung eines Netzzutrittsantrages. Um eine Ablehnung des Netzzutrittsantrages aufgrund dieser weit gefassten Kriterien im vorhinein zu vermeiden, sollte dem Produzenten von Biogas eine Sonderstellung eingeräumt werden, durch die nur die technischen Anforderungen bzw. Rahmenbedingungen des Anschlusses während eines Netzzutrittsantrages geprüft werden.



Es sollte jedenfalls vermieden werden, dass in diesem Antragsverfahren die Frage der Versorgungsqualität bzw. der wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer ob des weiten Interpretationsspielraums erörtert werden. Aus diesen Gründen sollte in Punkt III. der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der Erzeuger von Biogas mittels einer Ausnahmeregelung oder einer entsprechenden Sonderstellung im Rahmen eines Netzzutrittsverfahrens berücksichtigt werden.

#### **9.4.2.2 Empfehlung 3: Auflagen für den Netzzugang zur mengen- und kostenmäßigen Optimierung der gesamten Biogas-Netzeinspeisung**

Wie in Kapitel 2 dargestellt, sollte jeder Biogasanlagenbetreiber das Recht besitzen, grundsätzlich an jeder Stelle des Gasnetzes Zusatzgas in einem Umfang einspeisen, der zu keinem Zeitpunkt zu einer Unterschreitung der Qualitätsanforderungen für Mischgas führt. Die Einspeisung von kostengünstigem Zusatzgas muss jedoch an Bedingung geknüpft werden, dass eine Anhebung der eingespeisten Gasqualität auf angereichertes Zusatzgas oder gar Austauschgas vorgeschrieben werden kann, falls dies zur Erhöhung der gesamten Biogas-Einspeisemenge im Gasstrang notwendig ist. Der Biogasanlagenbetreiber sollte die notwendigen Nachrüstungen seiner Anlage (Methananreicherung, Flüssiggasdosierung, verbesserte Reinigung) in einem festzulegenden Zeitraum (zB 18 Monate) durchführen müssen, andernfalls ihm der Netzzugang entzogen werden kann.

#### **9.4.2.3 Empfehlung 4: Potenzialanalysen der Verteilnetzbetreiber**

Die Verteilnetzbetreiber sollten dazu verpflichtet werden, für ihr Netzgebiet eine Potenzialanalyse für die möglichen Biogas-Einspeisemengen durchzuführen, um Einspeisern eine Orientierungshilfe für die zu erwartenden Qualitätsanforderungen für das eingespeiste Biogas je nach Einspeisepunkt zu geben. Die Verteilnetzbetreiber sollten im Sinne einer Vorwarnung dazu verpflichtet werden, Einspeiser frühzeitig (während des Netzzutrittsverfahrens) darüber aufzuklären, wann voraussichtlich eine Nachrüstung der Anlage zur Gasanreicherung notwendig sein wird.

#### **9.4.2.4 Empfehlung 5: Finanzierung der Verdichterkosten für Netzebene 2 durch das Systemnutzungsentgelt**

Ein weiteres wichtiges Kriterium für einen wirtschaftlich sinnvollen Anschluss der Biogasanlage liegt in dessen Finanzierung. Derzeit hat jeder Netzzutrittswerber die mit seinem Netzanschluss verbundenen Kosten in vollem Umfang selbst zu tragen. Wie jedoch in Kapitel 5 Anschlusskosten dargestellt wurde, führt aber insbesondere die notwendige Druckerhöhung bei Einspeisung in Netzebene 2 (bis 70 bar) zu erheblichen Zusatzkosten. Es wird empfohlen, die Kosten für die Verdichtung des Gases über 6 bar (Betrieb und Investitionen), also bei Einspeisung in Netzebene 2, über das Systemnutzungsentgelt zu finanzieren.

Der Anschluss der Biogasanlage in Netzebene 2 hat erhebliche Vorteile für das Gesamtsystem, da damit die einspeisbare Menge Biogas höher wird und sich das Biogas

besser verdünnt. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, dass die „Autobahnauffahrt“ ähnlich wie die „Autobahnabfahrt“ als Teil des Gesamtsystems gesehen wird und über den Systemnutzungstarif finanziert wird.

Eine Übernahme der gesamten Anschlusskosten (einschließlich Leitung) ist jedoch nicht sinnvoll, da eine vollständige Kostenübernahme dazu führen würde, dass die Anschlusskosten für den Biogasanlagenbetreiber irrelevant würden und sein Anreiz verloren ginge, die Anlage im unmittelbaren Nahbereich einer geeigneten Gasleitung zu errichten.

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz normiert in § 23 Abs.2, dass das von allen Netzbenutzern zu bezahlende Systemnutzungsentgelt unter anderem auch die Errichtung, die Instandhaltung, den Betrieb und den Ausbau des Netzsystems abdeckt. Der Bau einer Verdichterstation für die Übernahme des Biogases könnte als ein Ausbau des Netzsystems definiert werden und über das Systemnutzungsentgelt von allen Netzbenutzern mitfinanziert werden. Hierfür wäre eine entsprechende Novellierung des § 23 des Gaswirtschaftsgesetzes notwendig.

### 9.4.3 Transport von Biogas

Ein wichtiger Schritt für die Wettbewerbsfähigkeit von Biogas im Vergleich zu Erdgas ist eine gesonderte Vergütung des Transportes von Biogas im öffentlichen Netz. Der aktuelle Gassystemnutzungstarif für die Nutzung des Leitungsnetzes sieht vor, dass ein Kunde für den Bezug von Erdgas den gesamten Transportweg von der österreichischen Grenze bis hin zu seiner Verbrauchsstätte zu bezahlen hat. Möchte ein Kunde hingegen Biogas von einer Biogasanlage aus seinem Ort beziehen, müsste er nach geltendem Gassystemnutzungsmodell einen Transporttarif bezahlen, der wie oben beschrieben einen Transportweg von der österreichischen Grenze bis zu seiner Verbrauchsstätte theoretisch abgelen würde, obwohl physisch betrachtet nur eine kurze lokale Distanz im öffentlichen Gasnetz in Anspruch genommen wird.

#### 9.4.3.1 Empfehlung 6: Kostengerechte, entfernungsabhängige Systemnutzungstarife für Biogas

Ausgehend von der Annahme, dass Abnehmer von Biogas in lokaler bzw. regionaler Nähe zur Biogasanlage angesiedelt sind, ist daher in diesem Zusammenhang nicht nachzuvollziehen, warum Abnehmer von Biogas den derzeit gültigen Transporttarif für Erdgas bezahlen müssen, ohne die vorgelagerten Netze zu benutzen.

Aus diesem Grund sollte daher in der aktuellen „Verordnung der Energie-Control-Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO 2004)“ diesem Umstand Rechnung getragen werden. In dieser Verordnung sollte daher für Abnehmer von Biogas eine eigene Regelung vorgesehen werden, mit der ein der tatsächlichen Nutzung des öffentlichen Gasnetzes entsprechender Transporttarif in Rechnung gestellt werden kann.

Bei der Bestimmung eines derartigen Transporttarifes für Abnehmer von Biogas sollte auch §3 Zi 4 des Gaswirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden, der als Ziel dieses Gesetzes unter anderem einen Ausgleich für Verteilnetzbetreiber in Form eines Systemnutzungsentgeltes für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse vorsieht, die eben diesen Verteilnetzbetreibern auferlegt werden. In diesem Zusammenhang wird explizit auch der Ausgleich für Klima- und Umweltschutzmassnahmen erwähnt, worunter an dieser Stelle die Förderung von CO<sub>2</sub>-neutralen Gasen wie Biogas subsummiert werden kann. In diesem Zusammenhang könnte eine entsprechende Regelung in § 3 GWG aufgenommen werden, die den Transport von Biogas als Klima- bzw. Umweltschutzmaßnahme definiert und daher eine entsprechende Förderung des Biogastransportes im öffentlichen Gasnetz bis zu 100% ermöglichen kann. Dabei sollte wiederum berücksichtigt werden, dass diese Förderung über die Gesamtheit der Netzbenutzer eingehoben wird und zu einer relativen Verteuerung von Erdgas und der damit verbundenen Substitutionsgefahr führt.

## 9.4.4 Steuerbefreiung von Biogas

### 9.4.4.1 Empfehlung 7: Befreiung von der Erdgasabgabe

Eine weitere Möglichkeit zur Förderung der Wettbewerbsfähigkeit von Biogas gegenüber Erdgas ist eine allgemeine Steuerbefreiung für den Verbrauch von biogenen Gasen als Brennstoff. Derzeit muss für den Verbrauch von Erdgas seit 01.02.1996 eine sogenannte Erdgasabgabe an die jeweilige Finanzbehörde entrichtet werden, die in einem eigenen Erdgasabgabegesetz (BGBl. Nr. 201/1996, zuletzt geändert durch BGBl I Nr. 59/2001) definiert wird. Diese Erdgasabgabe beträgt derzeit 6,6 €cent/m<sup>3</sup> (0,59 €cent/kWh) und ist von jedem Verbraucher zu entrichten<sup>49</sup>.

Aufgrund der Tatsache, dass der Verbrauch von Biogas im Erdgasabgabegesetz per se nicht geregelt ist und eine definitive Befreiung von Biogas nicht automatisch angenommen werden kann, wird an dieser Stelle auf die Forderung nach Aufnahme von Biogas in § 3 des Erdgasabgabegesetzes, in dem die Steuerbefreiung geregelt ist. Demnach ist von der Erdgasabgabe 1.) Erdgas, das zur Herstellung, für den Transport oder die Speicherung von Erdgas verwendet wird und 2.) Erdgas, das für den Transport und für die Verarbeitung von Mineralöl verbraucht wird, befreit.

Als dritter Punkt sollte an dieser Stelle der Verbrauch von biogenen Gases aufgenommen werden, um durch die entfallende Steuerbefreiung im Ausmaß von 0,59 €cent/kWh die Wettbewerbsfähigkeit von Biogas zu erhöhen.

---

<sup>49</sup> Für Großverbraucher ist die Erdgasabgabe gemeinsam mit anderen Energieabgaben auf 0,35 % des Nettoproduktionswertes limitiert und wird im Rahmen der Energieabgabenrückvergütung rückerstattet.

Das die Erdgasabgabe beim Verbraucher eingehoben wird, ist jener durchschnittliche Anteil Biogas, der im gelieferten Mischgas enthalten ist, von der Besteuerung auszunehmen.

#### **9.4.4.2 Empfehlung 8: Befreiung von der Mineralölsteuer**

Eine Steuerbefreiung sollte weiters nicht nur für Biogas als Brennstoff, sondern auch für Biogas als Treibstoff gelten. Durch die in Kapitel 7 „Erlösmöglichkeiten“ beschriebenen Option, Biogas als Treibstoff für Kraftfahrzeuge zu verwenden, entstehen weitere interessante Absatzmöglichkeiten für Biogas. Um diese Verwertungsmöglichkeiten auch künftig gewährleisten zu können, muss Biogas gleich wie Erdgas bei dieser Form der Verwendung von der dafür grundsätzlich anfallenden Mineralölsteuer befreit werden.

Die gesetzliche Grundlage für die Einhebung der Mineralölsteuer stellt das Mineralölsteuergesetz aus dem Jahre 1995 (BGBl. Nr. 630/1994 ST0197) dar. In § 4 ist bereits eine Steuerbefreiung für Kraftstoffe, die aus biogenen Stoffen in Anlagen hergestellt werden, enthalten, diese gilt allerdings nur für jene biogenen Kraftstoffe, die überwiegend der Selbstversorgung landwirtschaftlicher Betriebe dienen und diese Kraftstoffe ausschließlich in landwirtschaftlichen Betrieben verwendet werden. Diese Formulierung in § 4 des Mineralölsteuergesetzes ist in Bezug auf die Ausführungen dieser Studie nicht weitreichend genug und sollte daher unbedingt auf die Verwendung von Biogas als Treibstoff an den dafür vorgesehenen Tankstellen ausgedehnt werden. Die derzeit für Erdgas als Treibstoff vorgesehene, aber nicht eingehobene Mineralölsteuer beträgt € 218/to. Die Steuerbefreiung in diesem Ausmaß muss daher auch für Biogas gelten.

Die Steuerbefreiungen für Biogas als Brenn- wie auch als Treibstoff werden in den oben beschriebenen Szenarien über einen Steuerentfall finanziert, der letztendlich durch die Allgemeinheit ausgeglichen werden muss. Diese Konsequenzen der Stärkung von Biogas sollten in den entsprechenden Überlegungen berücksichtigt werden.

#### **9.4.5 Förderungen für Biogas**

Eine weitere Möglichkeit, Biogas als kompetitiven Energieträger zu stärken, liegt in der staatlichen Förderung von Biogasanlagen bzw. mit der Verwertung von Biogas verbundenen Unternehmen. Grundsätzlich könnten mittels spezieller Förderprogramme beispielsweise die Investitionen einer Biogasanlagen oder der Bau von eigenen Biogasnetzen in Gebieten, die aufgrund der schlechten geographischen Lage nicht an das öffentliche Gasnetz angeschlossen werden können, entsprechend unterstützt werden. Der Bandbreite von Investitionsförderungen für Biogasanlagen sollen hierbei keinerlei Schranken gesetzt werden.

##### **9.4.5.1 Empfehlung 9: Schaffung eines Ökogasgesetzes analog zum Ökostromgesetz**

Analog zu den Aufgaben des Regelzonenführers im Strombereich könnte dem seit 01.10.2002 bestehenden Regelzonenführer im Gasmarkt (AGGM) die Aufgabe übertragen werden, eine Ökogas-Bilanzgruppe zu errichten, aus der alle gemeldeten Gasversorgungsunternehmen einen aliquoten Anteil von Biogas beziehen und in ihr jeweiliges Bezugsportfolio aufnehmen müssen. In diesem Fall würde die AGGM den Biogas-Betreibern das Biogas zu kostendeckenden Preisen (Gestehungskosten, Reinigungs- bzw. teilweise Aufbereitungskosten, Anschlusskosten, Gewinnmarge) abkaufen und den Gasversorgungsunternehmen zum jeweiligen durchschnittlichen Importerdgaspreis verkaufen.

Diese Preisdifferenzen, sämtliche administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie alle Aufwendungen für die damit verbunden Ausgleichsenergie würden dem Regelzonenführer durch öffentliche Mittel abgegolten werden. Eine andere Option wäre die gesonderte Einhebung dieser Förderungsvolumina durch eine eigene Ökogas-Einspeiseregulierung mit einhergehender Anhebung der Gassystemnutzungstarife. Die damit verbundene allgemeine Verteuerung von Erdgas könnte jedoch zu Substitutionseffekten durch andere fossile Energieträger (Kohle, Heizöl) führen, falls die Energieabgaben für diese Energieträger nicht entsprechend angehoben werden.

Mit dieser Möglichkeit der Förderung von Biogas geht eine Abnahmeverpflichtung von Biogas durch alle in einer Regelzone gemeldeten Gasversorgungsunternehmen einher. Diese Abnahmeverpflichtung müsste in den entsprechenden rechtlichen Grundlagen (Gaswirtschaftsgesetz, Marktregeln) entsprechend verankert werden.

#### 9.4.5.2 Empfehlung 10: Quotenziele für Biogas

Ähnlich wie im Ökostromgesetz sollten Quotenziele für den Anteil des Biogas am Gesamtgasverbrauch festgelegt werden. Auf Grund des hohen Potenzials sind die in Tabelle 83 dargestellten Ziele (Anteil Biogas am Gesamtgasverbrauch) ambitioniert, aber durchaus realistisch:

Jahr	Substitution Erdgas auf Basis Verbrauch 2003	Gesamter jährlicher Förderbedarf (Mio. €)
2008	2 %	95
2010	4 %	192
2012	6 %	287

Tabelle 83: Quotenziele eines Ökogasgesetzes und jährlicher Förderbedarf

Der sich daraus ergebende Förderbedarf von 287 Mio. € im Jahr 2012 wurde unter der Annahme abgeschätzt, dass es zu einer Veränderung der Qualitätsanforderungen kommt, die die kostengünstige Einspeisung von Zusatzgas gestattet. Wie in Kapitel 8 ebenfalls beschrieben, könnte durch die Veränderung der Zahlungsströme zwischen der öffentlichen

Hand, Gashändler, Netzbetreiber und AGGM eine erhebliche Reduktion des Förderbedarfes erzielt werden.

Wie mehrfach beschreiben, hängt der Förderbedarf maßgeblich von der Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Bei Behaltung der derzeit sehr ungünstigen und ausschließlich auf Erdgas zugeschnittenen Rahmenbedingungen, ist der Förderbedarf entsprechend höher.

#### **9.4.5.3 Empfehlung 11: Kennzeichnungspflicht für Gas**

In Analogie zum Strommarkt sollten die Gaslieferanten dazu verpflichtet werden, auf der Gasrechnung die Herkunft und die Zusammensetzung des gelieferten Mischgases auszuweisen. Dabei sollten nicht physikalische Gasflüsse zugrunde liegen, sondern das Einkaufsportfolio des Gasversorgungsunternehmens

### **9.4.6 Änderung des Anhangs Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den AB-BKO**

Als zusätzliche Verwertungsmöglichkeit neben der Versorgung von Kunden wurde in Kapitel 7.2.4 die Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt identifiziert. Betreiber von Biogasanlagen würden demnach als Anbieter von Ausgleichsenergie auftreten, um Biogas in Zeiten hoher Marktpreise als Ausgleichsenergie anzubieten. Für die Teilnahme als Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt erfüllen die Erzeuger von Biogas alle rechtlichen Voraussetzungen, lediglich die Mindestgrösse für die Abgabe eines Angebotes zur Lieferung von Ausgleichsenergie mit 10 MWh bzw. 1515 m<sup>3</sup> pro Stunde (für Biogas mit 6,6 kWh/m<sup>3</sup>) stellen eine technische Hürde für Biogasanlagen mit wesentlich geringeren Anlagenkapazitäten (ca. 300m<sup>3</sup>/h) dar. Aus diesem Grund sollte dieser Grenzwert in der entsprechenden Rechtsgrundlage (Marktregeln: Anhang Ausgleichsenergiewirtschaft) verringert werden.

#### **9.4.6.1 Empfehlung 12: Senkung der Mindestgröße für Angebote von Ausgleichsenergie**

Aufgrund oben genannter Gründe wird daher vorgeschlagen, im Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO [Ausgleichsenergie2003], Punkt 3.2. die Mindestgrösse für die Abgabe eines Angebotes zur Lieferung von Ausgleichsenergie von 10 MWh auf 1 MWh (151 m<sup>3</sup> für Biogas) zu reduzieren, um Betreibern von Biogasanlagen die Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt zu ermöglichen.

## 9.5 Resümee, Zusammenfassung

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 legislatischen 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 Gasvolumenstroms 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 Ökogasgesetz 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 84 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 Verdickerkosten 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 84: 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.

Ausführliche Zusammenfassungen finden sich jeweils am Ende der vorangegangenen neun Spezialkapitel. Eine komprimierte Darstellung der wichtigsten Ergebnisse ist auch in der Kurzfassung am Beginn des Endbereichs zu finden.

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.

### 10.1 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.

## 10.2 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.

## 10.3 Zielerreichung

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

- 8) *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.

- 9) *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.

- 10) *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.

- 11) *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.

*12) Wie hoch sind die Gestehungskosten 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.

*13) 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.





# 11. Verzeichnisse

## 11.1 Literatur- und Linkverzeichnis

AB-BKO 2003	Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO), Wien, Juni 2003, URL: <a href="http://www.agcs.at">www.agcs.at</a>
AGCS 2004	Quelle für Standardlastprofile für Haushalte: URL: <a href="http://www.agcs-download-center.com">www.agcs-download-center.com</a> , synthetische Lastprofile
AGGM 2005	Homepage der Austrian Gas Grid Management AG; URL: <a href="http://www.aggm.at">www.aggm.at</a> ; Graphische Darstellung des Leitungsnetzes in Österreich, Erlaubnis zur Veröffentlichung eingeholt am 28.01.05 bei Dkfm. Helmut Wittmann von Dr. Gernot Hutter
Agrarzeitung 2001	Agrarzeitung Ernährungsdienst, Nr. 23, 2001, Unabhängige Wirtschafts- und Börsenzeitung, Seite 1
Ahrer 2003	AHRER, Werner: Biogas-Brennstoffzellensysteme: <i>Stand der Forschung und Entwicklung</i> . Beitrag zu „Zukunft Wasserstoff“ Forum Brennstoffzelle vom 14. – 15. 10.2003 Energie AG Oberösterreich (Eigentümer, Verleger und Herausgeber) Seite 122-133 Linz: 2003
AK Gaseinspeisung 2001	Arbeitskreis Gaseinspeisung, Entwurf eines Gaseinspeisegesetzes. Fachverband Biogas e.V., Freising, (2001), ( <a href="http://www.fachverband-biogas.de/aktuell/aktuell1.htm">www.fachverband-biogas.de/aktuell/aktuell1.htm</a> )
Altlastenatlas	Umweltbundesamt: Verdachtsflächenkataster und Altlastenatlas; BE-246, Wien, 2004
Amon 1997	Amon Thomas: Reduktionspotenziale für klimarelevante Spurengase durch dezentrale Biomethanisierung in der Landwirtschaft, Dezember 1997, Schriftenreihe des BMUJF, Band 26/1998
Amon 2004a	AMON, Thomas: <i>Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen mit dem Methanenergiewertsystem (Projekt-Nummer 807736/8539 – KA/HN)</i> Vernetzungsworkshop „Energiesysteme der Zukunft“ vom 27.10.2004, Wien, 2004
Amon 2004b	AMON, Thomas: <i>Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen mit dem Methanenergiewertsystem</i> , 1. Zwischenbericht erstellt am 29/09/2004, Projektnummer 807736/8539 – KA/HN Auftragnehmer: Department Nachhaltige Agrarsysteme, Wien, 2004
Amon 2004c	AMON, Thomas; HOPFNER-SIXT, Katharina: Vernetzungsgespräch am 28.11.2004
APG 2003	VERBUND-Austrian Power Grid AG, Allgemeine Bedingungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen in der Fassung vom

- 11.09.2003, genehmigt durch Energie-Control GmbH mit Bescheid vom 14.11.2003
- ATV 2002 ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.: Merkblatt ATV-DVWK-M 363 Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen, Hennef, 2002
- Ausgleichsenergie2003 Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators, Wien, Juni 2003, [www.agcs.at](http://www.agcs.at)
- AVNB 2003 Allgemeine Verteilernetzbedingungen, genehmigt durch die Energie-Control Kommission am 1.10.2003 gemäß § 26 GWG in der Fassung BGBl. I 148/200
- Becker 1993 BECKER, Ernst: Technische Strömungslehre. Stuttgart : Teubner 1993
- BEGAS 2004 Anhang 2 der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der BEGAS: Technische Mindestanforderungen für Anschlussleitungen an Verteilerleitungen der BEGAS, Version 2, Jänner 2004
- Bergmair 2003 BERGMAIR, Johann: *Machbarkeitsstudie zur Aufbereitung von Biogas für die Einspeisung in das Erdgasnetz Phase II*. Profactor GmbH im Auftrag der Salzburg AG, Bayerhammerstraße 16, 5020 Salzburg, 12.Juni 2003
- BGBl. 1996/164 Deponieverordnung BGBl. 1996/164: Verordnung vom 10. April 1996 des Bundesministers für Umwelt über die Ablagerung von Abfällen. (Deponieverordnung)
- Bioenergy Department 2000 Danish Centralised Biogas Plants - Plant Descriptions, Bioenergy Department, University of Southern Denmark, 2000
- Biogas Forum 2004 Biogas Forum, Was ist Biogas? – URL: [www.biogas.ch](http://www.biogas.ch) (Aug. 2004)
- Biogas Forum o.J. Biogas Forum, Was ist Biogas? [www.biogas.ch](http://www.biogas.ch)
- Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz Basis-Information Herausgeber: Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG
- BML 2000 Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (Hrsg.): *Biogas eine natürliche Energiequelle*. Bonn, 2000
- BMWA 2002 Statistik „Naturgasversorgung der Hauptverbrauchergruppen 2001“; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Sektion VIII, Abteilung 4, Wien, 2002
- BMWA 2002/1 *Ökostromgesetz, Basisdaten und Bewertungen für die Einspeisetarifverordnungen Kleinwasserkraft und „Sonstige Ökoanlagen“* Zusammenfassung des Gutachten-Entwurfs der E-Control GmbH, zusammengefasst vom BMWA, Wien, 2002
- Boback 2003 BOBACK, Ralf: *Gasaufbereitung mittels Teiftemperaturrektifikation*. aus Gülzower Fachgespräche, Workshop „Aufbereitung von Biogas“ Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow: 2003
- Boback 2004 BOBACK, Ralf: schriftliche Mitteilung 2004
- Braun 2004 BRAUN, Rudolf: *Stand der Technik von Biogasanlagen*: Alpenländisches Expertenforum, 18. - 19. März 2004

- Biogasproduktion - alternative Biomassenutzung und Energiegewinnung in der Landwirtschaft, Bundesanstalt für alpenländische Landwirtschaft Gumpenstein, Irdring, 2004
- Bruckmann/Mulder 1982 Bruckmann, P.; Mulder, W: *Der Gehalt an organischen Spurenstoffen in Deponiegasen*. Müll und Abfall; 339-346, Berlin, 1982.
- BWE 2003 *Externe Kosten Die vergessenen Kosten der Energieversorgung* Hintergrundinformationen des Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) , auf <http://www.wind-energie.de> zuletzt aktualisiert: 17.12.2003
- Cerbe 2004 Günter Cerbe: Grundlagen der Gastechnik, 36. Auflage, Carl Hanser Verlag, München, Wien, Juni 2004
- Danish Energy Authority Danish Energy Authority: "Energy policy statement 2004" S. 8
- Danish Gas Association 2001 Danish Gas Association: Natural Gas in Denmark, May 2001; [www.gasteknik.dk](http://www.gasteknik.dk)
- Daumann o.J. DAUMANN, Tanja: *strom + wärme aus biogas der bauer als energielieferant*, Hrsg.: Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs und Österreichischer Biomasseverband, Wien, o.J.
- Däuper 2002 RA Olaf Däuper: Transport von grüner Energie im Erdgasnetz – rechtliche Voraussetzungen und Rahmenbedingungen; veröffentlicht in: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas®, Ökologie und Ökonomie, Bornimer Agrartechnische Berichte, Heft 32, 2. überarbeitete Auflage, Potsdam-Bornim 2002, S.117-126
- Dissemond 1993 Dissemond H., Eilmsteiner W., Nowak H. et al. : Biogasnutzung aus der Landwirtschaft. Umweltbundesamt (UBA-93-088), Wien 1993
- DMK 2004 *Mais füttert Biogasanlagen*, DMK News 05/2004, Deutsches Maiskomitee e.V., Bonn, 2004
- Duschek 1998 DUSCHEK, Herbert: *Grundwasserschonung und Erosionsverminderung durch die Biogastechnik*, in: Arge Biogas: Grundwasserschutz und –sanierung: 5. Biogastagung, Tagungsband , 5.Februar 1998, Eisenstadt, 1998
- DVGW 2000 DVGW Regelwerk, Arbeitsblatt G 260-Gasbeschaffenheit. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Bonn, (2000)
- E.V.A. 2001 Grobanalyse zu Möglichkeiten der Biogaserzeugung, -reinigung und –einspeisung in das Erdgasverteilnetz der OMV, Studie im Auftrag der OMV, Energieverwertungsagentur 2001
- E-Control 2004 E-Control: URL: [www.e-control.at/Gas/Statistik](http://www.e-control.at/Gas/Statistik) (Okt. 2004)
- E-Control-Biogas 2004 E-Control: URL: [www.e-control.at/Strom/Ökostrom/Potenziale](http://www.e-control.at/Strom/Ökostrom/Potenziale) (Aug. 2004) und Technologien/Biogas/Potenzial
- EC-Verordnung 2004 Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Verordnung betreffend das Clearingentgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators im Erdgasbereich (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung) geändert wird, Energie-Control GmbH Wien, am 17. Juni 2004

EG-RL 1998	Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, 1998 L204
EG-RL	Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, 1998 L204
EnV 1998	Schweizerischer Bundesrat, Energieverordnung. (07.12.1998). <a href="http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf">www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf</a>
EnV 1998	Schweizerischer Bundesrat, Energieverordnung. (07.12.1998). <a href="http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf">www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf</a>
EPA 2004	Environmental Protection Agency: <i>Replacing Glycol Dehydrators with Desiccant Dehydrators</i> , Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners, Small and Medium Sized Producer Technology Transfer Workshop; Bill Barrett Corporation, Evergreen Resources Inc, Southern Gas Association and EPA's Natural Gas STAR Program, Washington, 2004
erdgas oö 2005	erdgas OÖ, Presseinformation der oö Erdgas vom 23. November 2004, <a href="http://www.erdgasooe.at">www.erdgasooe.at</a>
Espey 2001	Espey, Simone: <i>Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern</i> . Bremen, 2001.
EU 2003	RICHTLINIE 2003/30/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 8. Mai 2003
EZG 2004	46. Bundesgesetz: Emissionszertifikatengesetz – EZG (NR: GP XXII RV 400 AB 417 S. 55. BR: 7001 AB 7004 S. 707.) [CELEX-Nr.: 32003L0087] 46. Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikatengesetz – EZG)
Fachhochschule Bochum 2004	Fachhochschule Bochum, Biochemie der Pflanzen; URL: <a href="http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/photosynthese">www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/photosynthese</a> (Aug. 2004)
Falbe, Regitz 1995	FALBE, Jürgen; REGITZ, Manfred (Hrsg.): <i>CD RÖMPP CHEMIE LEXIKON</i> , 9., korrigierte und verbesserte Auflage des Römpp Chemie Lexikons auf CD-Rom, Version 1.0, Stuttgart, 1995
Ferreira 2004	FERREIRA, Paloma <i>The Usage of Biogas in Fuel Cell System</i> , Centre for Energetic, Environmental and Technological Research Institute for Catalysis and Petrochemistry-Spanish Council for Scientific Research Madrid, Beitrag zu Wasserstoff und Brennstoffzellen in einem zukünftigen nachhaltigen Energiesystem, Wien, 31. März - 1. April 2004
FH Bochum 2004	Fachhochschule Bochum, Biochemie der Pflanzen. <a href="http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/photosynthese.html">http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/photosynthese.html</a> , Stand Juni 2004

- FH Bochum 2004 Fachhochschule Bochum, *Biochemie der Pflanzen*. <http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/photosynthese.html>, Stand Juni 2004
- Fichtner 2002 HEINRICH, Peter; JAHRAUS, Birgit: *Markt und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*, Gutachten Bundesinitiative Bioenergie, Fichtner, Stuttgart, 2002
- Floegl 2002 FLOEGL, W.: *Klimarelevanz der Deponien in Oberösterreich*; Studie im Auftrag der OÖ Landesregierung, Linz, 2002
- Forkmann 2004 FORKMANN, Ralf: Schriftliche Mitteilung der Firma S & H Umwelttechnik vom 24.05.2004
- Franz 2005 FRANZ, Josef; mündliche Mitteilung vom 20.01.05 Firma Elster, [www.elster.at](http://www.elster.at), Wien, 2005
- Fürstaller 2003 Fürstaller, Robert, Diplomarbeit: Verfahrenstechnische Aspekte der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, erstellt am Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes (VTIU), Montanuniversität, Leoben, 2003
- Gaich 2005 GAICH, Adolf: mündliche Mitteilung am 19.01.2005 zum Vortrag: *Projektierung und Genehmigung von Biogasanlagen*, Expertenlehrgang Biogas Kompetent; Gleisdorf, 2005
- Gasmobil 2003 Rahmenvereinbarung zwischen Gasmobil AG und Biomasse Schweiz über die Einspeisung und Vermarktung von Biogas in das schweizerische Erdgasnetz, Zürich, 4. Juni 2003
- Gasmobil AG 2003 Rahmenvereinbarung zwischen Biomasse Schweiz und Gasmobil AG, Zürich, 04. Juni 2003
- Gassler 2005 GASSLER, Bernd; mündliche Mitteilung vom 20.01.05 Firma Kromschröder, Wien, 2005
- GEG 2001 Gaseinspeise-Gesetz (GEG) - Gesetz über den Vorrang für Gas aus erneuerbaren Energien; Potsdam, 04.04.01
- Gikopolous 2005/1 GIKOPOULOS, Christian: Steirische Gas & Wärme, schriftliche Mitteilung Jänner 2005
- Gikopoulos 2004 GIKOPOULOS, Christian: mündliche Mitteilung aufgrund von Angeboten der Firma Linde, November 2004
- Gikopoulos 2004/1 Gespräche von Dr. Gernot Hutter mit Ing. Christian Gikopoulos; Biogas-Experte der Steirischen Gas-Wärme GmbH; Graz, 2004
- Gikopoulos 2005 GIKOPOULOS, Christian: mündliche Mitteilung aufgrund von Angeboten der Firma Bauer, Jänner 2005
- Graf 2005 GRAF, Walter: Biogas Produktion GmbH, mündliche Mitteilung, Jänner 2005
- Greß/Zimpfer 1997 GREß, Hans-Werner; ZIMPFER, Rigobert: *Geförderte Biogasprojekt in Hessen*, Eine Auswertung von Anlagen die nach dem Hessischen Energiegesetz gefördert wurden, Fachtext 11.10, Wiesbaden, 1997
- Grundmann/Hanff 2003 GRUNDMANN, Phillip; HANFF, Holger: *Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen*, aus *Biogas in der Landwirtschaft*, Hrsg. Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg, Potsdam 2003

- GSNT-VO 2004 Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO), ECK, Wien, 19.05.2004
- GST-VO 2002 Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art (Gasstatistik-Verordnung; GST-VO), veröffentlicht durch E-Control am 13.12.2002
- GWG 2002 Gaswirtschaftsgesetz-Novelle 2002: 148. Bundesgesetz, mit dem das Gaswirtschaftsgesetz und das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission geändert werden 23.08.03 (GWG-Novelle 2002)
- Haberbauer 2004 HABERBAUER, Marianne: *AMONCO Biogas - Fuel Cells* Beitrag zu Wasserstoff und Brennstoffzellen in einem zukünftigen nachhaltigen Energiesystem, Wien, 31. März - 1. April 2004
- Hackl 1998 Hackl, A.; Mauschitz, G.: Klimarelevanz der Abfallwirtschaft; Band 11/1998, Schriftenreihe des Bundesministeriums für Umwelt, Jugend und Familie, Wien, 1998
- Hagen et.al. 2001 HAGEN, Martin; POLMAN, Erik; MYKEN, Asger; JENSEN, Jan; JÖNSSON, Owe; DAHL, Anders: *Adding Gas from Biomass to the Gas Grid*. Co-operation between GASTEC NV, Danish Gas Technology Centre a/s, Swedish Gas Center, Contract No: XVII/4.1030/Z/99-412, Final Report Time period: July 1999 - February 2001.
- Hager 2004 HAGER, Helmut: schriftliche Mitteilung der Firma SCHMACHTL KG vom 1.12.2004 zum Biogas 401 Analysator, 2004
- Harasek 2004 HARASEK, Michael: schriftliche Mitteilung vom 24.11.2004, Wien 2004
- Härdtlein 2004 HÄRDTLEIN, Marlies: *Aktuelle Informationen und Daten zum Thema Biogas* Hrsg.: Biomasse Info-Zentrum am IER Universität Stuttgart, Stuttgart, 2004
- Hauser 2004 HAUSER, Leopold: Manager Infrastruktur Services der RAG, Rohöl-Aufsuchungs AG, mündliche Mitteilung September 2004
- Hofbauer 2001 HOFBAUER, Hermann: *Die Biogasanlage Brennstoff- und Energietechnik* Proseminar SS 2001, Wien, 2001
- Hofbauer et.al. 2002 HOFBAUER, H.; RAUCH, R.; BOSCH, K.; KOCH, R.; AICHERNIG, C: *Biomass CHP Plant Güssing – A Success Story*: Expert Meeting on "Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste" October 2002, Strasbourg, France – <http://www.ficfb.at/>
- Hofbauer/Rauch 2003 HOFBAUER, H.; RAUCH, R.: *Wirbelschicht-Wasserdampf-Vergasung in der Anlage Güssing*: 9. Internationale Fachtagung "Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe"; 4.-5. September 2003; Freiberg, Deutschland, <http://www.ficfb.at/>

- Hofbauer/Rauch 2004 HOFBAUER, H.; RAUCH, R.: *Steam Gasification of Biomass at CHP-Plant Guessing – Status of Demonstraion Plant*: 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 10-14th May 2004, Rome, Italy, <http://www.ficfb.at/>
- Hohmann 2001 HOHMANN, Rüdiger: *Verfahren zur Siloxanabscheidung im Vergleich*. Aus Energietage „Biogas“ vom 31.05.-01.06.2001 in Essen, Veranstalter ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hennef 2001
- Hohmann 2001 HOHMANN, Rüdiger: *Verfahren zur Siloxanabscheidung im Vergleich*. Aus Energietage „Biogas“ vom 31.05.-01.06.2001 in Essen, Veranstalter ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hennef 2001
- Holubar 2002a HOLUBAR, Peter: *Neuronale Netze für Biogasanlagen* Nachwachsende Rohstoffe Mitteilungen der Fachbereichsarbeitsgruppe Ausgabe Nr. 26 Hrsg.: Bundesanstalt für Landtechnik, Wieselburg, Dezember 2002
- Holubar 2002b HOLUBAR, Peter: *Steuerung der anaeroben Klärschlammfäulung durch hierarchische neuronale Netze*, 1. Würzburger Abwassersymposium BEITRAGSBAND Hrsg.: INTECH BTS GmbH, Rimpar, 21. und 22. März 2002
- Horstmann 2004 HORSTMANN, Volker: Schriftliche Mitteilung am 19.05.2004, [www.g-a-s.energy.com](http://www.g-a-s.energy.com)
- Hütte 2000 Czichos, Horst (Hrsg): Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften . Berlin u.a.: Springer 2000
- Hutter 2004 Dr. Gernot Hutter, gas-alive Energie- und Dienstleistungen GmbH; Gespräch mit österreichischen Netzbetreibern, deren Namen nicht genannt werden darf, Wien, im September 2004
- ISO-Bau 2004 ISO-Bau: Telefonische Auskünfte über Richtpreise zu den angebotenen Dienstleistung sowie Bauleistungen, 2004
- Jäkel 2004 JÄKEL, Kerstin: *Wirtschaftlichkeit der Trockenfermentation*, in „Trockenfermentation – Evaluierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs, Gülzower Fachgespräche: Band 23, Hrsg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, 2004
- Jensen 2000 Jan K. Jensen; Anker B. Jensen: *Biogas and natural gas - fuel mixture for the future*, 1<sup>st</sup> world conference and exhibition on biomass for energy and industry, Sevilla 2000
- Jenson 2000 Jensen, Jan & Jensen, Anker: *Biogas and natural gas – fuel mixture for the future*, 1<sup>st</sup> world conference and exhibition on biomass for energy and industry, Sevilla 2000
- Jodlbauer 2003 JODLBAUER, Georg: *Erfahrungsbericht eines Anlagenbetreibers*, Biogas- Technologie, Ökostrom für Unternehmen und Landwirte, Veranstaltung des O.Ö. Energiesparverband, 2003
- Jönsson 2002 Jönnsen Owe: *Biogas Feeding to the Natural Gas Grid and digestate use in the Swedish Biogas Plant of Laholm*, Malmö 2002, Seite 6

- Jönsson 2004 O. Jönsson, M. Persson, Swedish Gas Centre, 205 09 Malmoe: Biogas as transportation fuel; in: Jubiläumstagung der Steirischen Landwirtschaftskammer zum Thema Biogas, Graz, 31. März 2004
- Kaltschmitt 2000 Kaltschmitt, Martin; Neubarth, Jürgen: Erneuerbare Energien in Österreich. Wien: Springer 2000
- Kelag 2004 Homepage der kelag AG URL: [www.kelag.at](http://www.kelag.at), darin enthalten das veröffentlichte Angebot für den Netzanschluss das veröffentlichte Angebot für den Netzanschluss für Haushalte, August 2004
- Kettl 2004 KETTL, Thomas: SALZBURG AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, mündliche Mitteilung Mai 2004
- Kettl 2005 KETTL, Thomas: SALZBURG AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, mündliche Mitteilung Jänner 2005
- Keymer 2003 KEYMER, Ulrich: *Wie rechnet sich Biogas?*, Hrsg.: top agrar, Das Magazin für moderne Landwirtschaft, Münster, 2002
- Kirchmeyr 2003 KIRCHMEYR, Franz: *Biogas in der OÖ Landwirtschaft*, Biogas-Technologie, Ökostrom für Unternehmen und Landwirte, Veranstaltung des O.Ö. Energiesparverband, 2003
- Kirschner 2004 Mag. Veronika Kirschner, gas-alive: Telefonat mit Anna Thorsell, Swedish Energy Agency, 27.09.04
- Kirschner 2005 Mag. Veronika Kirschner, gas-alive: Telefonat mit Anna Thorsell, Swedish Energy Agency, 27.01.05
- Klaas 2001 KLAAS, U.: *Gaseinspeisung als Alternative?* Aus Energietage „Biogas“ vom 31.05.-01.06.2001 in Essen, Veranstalter ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hennef 2001
- Köberl 1999 KÖBERL, E.: *Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität in landwirtschaftlichen Biogasanlagen*. Berichte zur 8. Biogastagung, Fachverband Biogas, 1999
- Koch o.J. KOCH, Christine: *Internalisierung externer Kosten im Energie- und Transportsektor, Erfahrungen in Industrieländern und deren Anwendung auf Entwicklungsländer*. [www.poweron.ch](http://www.poweron.ch), abgerufen Dezember 2004
- Konrad 2001 KONRAD, Gundula: *Wasser. Die ungenutzte Ressource*. Hrsg: Industriellenvereinigung, Schwarzenbergplatz 4, A-1031 Wien: 2001
- Krachler 2003 KRACHLER, Martin Maria: *Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen*, Symposium: Vergärung biogener Abfälle – Vergärungsanlage Wien, 22.-23. Mai 2003, Wien
- Kraus 2005 KRAUS, Johannes: erdgas OÖ, Abteilung Technik & Innovation, mündliche Mitteilung Jänner 2005
- Kremsmüller 2004 Angebot für Anschlusskosten einer Biogasanlage in Netzebene 2, Wels, 04.10.04, Kremsmüller Industrieanlagenbau KG
- Krieg/Fischer o.J. KRIEG, Andreas; FISCHER, Torsten: *Verbesserung der Rentabilität von landwirtschaftlichen Betrieben durch die energetische Nutzung von Biogas*, auf [www.kriegfischer.de](http://www.kriegfischer.de) (abgerufen mit Stand vom 20.06.2004) o.J.



- Langnickel 2001 LANGNICKEL, U.: *Innovative Biogasnutzungskonzepte – Einsatz von Klärgas in Brennstoffzellen*. VDI Bericht Nr. 1620, Biogas als regenerative Energie: Stand und Perspektiven, Tagung in Hannover, VDI Verlag Düsseldorf: 19. und 20. Juni 2001.
- Leitgeb 1991 Leitgeb, A.; Schamann, M.: *Energetische Nutzung von Deponiegas*; Publikation des Umweltbundesamtes UBA-BE-002, Wien, 1991
- Leitgeb/Schamann 1991 LEITGEB, A.; SCHAMANN, M.: *Energetische Nutzung von Deponiegas*; Publikation des Umweltbundesamtes UBA-BE-002, Wien, 1991
- Lenger 2002 LENGER, J.: *Baureifmachung eines Altdeponiebereiches für die Nachnutzung als Sportanlage*. Diplomarbeit, Institut für Entsorgungs- und Deponietechnik, Montanuniversität, Leoben, 2002
- Li 2003 LI, H.-Q.: *Gasqualitätsverbesserung in Bezug auf Verstromung*. VDI Bericht Nr. 1751, Biogas - Energieträger der Zukunft, Tagung in Leipzig, VDI Verlag Düsseldorf: 2003.
- Linke et.al. 2003 LINKE, Bernhard; HEIERMANN, Monika, GRUNDMANN, Philipp; HERTWIG, Frank; *Biogas in der Landwirtschaft*; Erarbeitet von der Arbeitsgruppe BIOGAS der Brandenburgischen Energie Technologie Initiative (ETI); Hrsg.:Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg, Referat Presse- und Öffentlichkeitsarbeit, Potsdam, 2003
- Lokhandwala 2000 LOKHANDWALA, Kaaeid A.; Jacobs, Marc L.: *Membranes for fuel gas conditioning*. Reprinted from Hydrocarbon Engeneering May 2000.
- Lorber 2000 LORBER, K.E: *Variantenstudie – Verwertung/Entsorgung von Deponiegas*, Untersuchungsbericht VI, im Auftrag des Magistrats Graz, Leoben 2000.
- Lorber 2002 LORBER, K.E.: *Zukünftige Deponiegasverwertung der Deponie Rautenweg*, Gutachten im Auftrag des Magistrats der Stadt Wien, Leoben 2002.
- MDE o.J. MDE Dezentrale Energiesysteme GmbH: *Kraft-wärme-Kopplung mit Biogas*, Firmenprospekt, o.J.
- Merkblatt G2004/2 Merkblatt G 2004/2: Eigenschaften des in der Schweiz verteilten Erdgases; Juli 2004
- Meyer 2004 Dipl.Ing. Versorgungstechnik Reinhard Meyer; technischer Inspektor des Technischen Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches TISG; email vom 27.09.04
- Mitterleitner 2000 MITTERLEITNER, Johann: *Stand der Technik bei Biogasanlagen*. Freising, 2000
- MÖSTG 1995 Bundesgesetz: Mineralölsteuergesetz 1995, BGBl.Nr. 630/1994 ST0197
- Muche 2003 MUCHE, Helmut: *Entschwefelungsanlagen für Klär- und Biogas*. Klärgas-Technik Entschwefelungsanlagen, Lemgo: 2003.
- Muche 2004 MUCHE, Helmut: Schriftliche Mitteilung Mai 2004

- Nahm 1997 NAHM, Werner: *Das Energiememorandum 1995 der Deutschen Physikalischen Gesellschaft*, in Brauch, Günter (Hrsg.): *Energiepolitik*, Berlin/Heidelberg/New York/Barcelona, 1997, S. 357-370.
- Natsource 2004 Homepage Natsource Europe Ltd; darin sind die Nachfrage- bzw. Angebotswerte für Emissionszertifikate enthalten URL: [www.natsource.com](http://www.natsource.com); September 2004
- Natural gas supply act Act no. 449 of 31 May 2000
- Neis 2001a NEIS, Uwe: *Anaerobe Behandlungsverfahren*, AB Abwasserwirtschaft, <http://www.tu-harburg.de> abgerufen am 30.08.2004, Technische Universität Hamburg – Harburg, 2001
- Neis 2001b NEIS, Uwe: *Steigerung der Faulgasausbeute durch Ultraschallbehandlung*. Aus *Energietage „Biogas“* vom 31.05.-01.06.2001 in Essen, Veranstalter ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hennef 2001
- Nilsson et.al 2001 NILSSON, Mikael; LINNE, Marita, DAHL, Anders: *Livscykelinventering för biogas som fordonsbränsle*, Bericht des Swedish Gas Center SGC 117, Malmö 2001
- Novak 2004 Dipl.-Ing. Johannes Novak (UTC Technisches Büro für Umwelttechnik und Technische Chemie GmbH) Deponiegaspotenzialabschätzung für österreichische Altlasten, erstellt für HEI | Hornbachner Energie Innovation, Keutschach am 01.10.2004
- Novak 2005 NOVAK, Johannes: mündliche Mitteilung am 19.01.2005
- OEF 2004 Homepage der Oberösterreichischen Ferngas AG, darin enthalten das veröffentlichte Angebot für den Netzanschluss für Haushalte; URL: [www.ooeferngas.at](http://www.ooeferngas.at); August 2004
- Oheimb 1999 OHEIMB, von R.: *Betriebserfahrung mit Biogasanlagen*. ATV-Seminar-Biogas Verwendung und Aufbereitung. Essen: 8./9. Februar 1999
- ÖSTAT 2004 Österreichisches Statistisches Zentralamt; *Importpreise für Erdgas*, Dezember 2004
- ÖVGW 2000 Richtlinie G 95 für erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge; Österreichischer Verein für Gas- und Wasserfach (2000)
- ÖVGW 2001 Regeln der ÖVGW; Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit. Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach; Wien; (2001)
- Paller et.al. 2002 PALLER, Franz et.al.: *Standarddeckungsbeiträge und Daten für die Betriebsberatung 2002/03*, Hrsg.: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung II/2 – Schule, Erwachsenenbildung und Beratung, Wien, 2002
- Petz 2000 PETZ, Wolfgang: *Auswirkungen von Biogasgülle auf Bodenfauna und Bodeneigenschaften: Eine Freilandstudie an vier Standorten in Oberösterreich*, im Auftrag des Amtes der OÖ Landesregierung, Hallwang, 2000

- Pfundtner et.al. 2001 PFUNDTNER, Erwin: *Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker und Grünland*. Medieninhaber (Verleger), Herausgeber, Redaktion: Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz beim Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umweltschutz und Wasserwirtschaft, Wien, 2001
- PIPELIFE 1989 Verlegeanleitung, Ausgabe 1989 N/96
- Prechtl 2003 PRECHTL, S.; SCHNEIDER, R.; ANZER T.; FAULSTICH, M.: Mikrobiologische Entschwefelung von Biogas. aus Gülzower Fachgespräche, Workshop „Aufbereitung von Biogas“ Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow: 2003
- Prochazka 2000: Biogas 2000; Robert Prochazka, Cluster Bioenergie Österreich, Wien 2000
- Rauch 2004 RAUCH, R (Institut für Verfahrenstechnik TU-Wien): Methanisierung: Telefonische Auskunft, 2.11.2004
- Reller, et.al 2000 RELLER, Armin; BRAUNGART, Michael, SOTH, Jens, UEXKÜLL, Ole von: *Silicone – eine vollsynthetische Materialklasse macht Geschichte(n)*; Umwelt-Stoffwechsel von Siliconprodukten, in GAIA 9 (2000) no. 1, Verein Gaia - Konstanz, St. Gallen, Zürich: 2000
- Rittler 2003 RITTLER, Leopold: *Biogasanlagen: Wie rechnet sich die Produktion von Substraten*, Bauern Journal, Information der Kammern für Land- und Forstwirtschaft Österreichs, Hrsg.: Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs, Ausgabe 4/2003, Wien, 2003
- RL 2003/30/EG Richtlinie 2003/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 08.05.03 zur Förderung von Biokraftstoffen oder erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.
- RL 2003/55/EG Richtlinie 2003/55/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG
- Römpp 1990 Römpp Chemie Lexikon, Band 3; Hrsg.: Jürgen Falbe, Manfred Regitz; Thieme (Stuttgart, New York); 1990.
- Roth 2005 ROTH, Christian: mündliche Mitteilung vom 20.01.05 Firma HEAT, www.heat.at, Wien, 2005
- RWTH 2002 *Klärschlammbehandlung und – entsorgung* Materialien zur Vorlesung und Übung des Instituts für Siedlungswasserwirtschaft der RWTH Aachen, Teil I Stand 15.10.2002, abgerufen am 28.08.2004 auf <http://www1.isa.rwth-aachen.de>
- Salchenegger 2004 Salchenegger, Stefan: Biokraftstoffe im Verkehrssektor in Österreich 2004; Eigenverlag Umweltbundesamt Wien 2004
- Schanda 2004 Dr. Reinhard Schanda, RA, Dr. Angela Heffermann, RA: Memo „Ausgewählte Fragen im Zusammenhang mit der Errichtung eines Biogasnetzes“ im Auftrag von Dr. Dieter Hornbacher, Wien, 02.12.2004
- Schlerka 2003 SCHLERKA, Martin: Kosten und Erträge verschiedener Eingangsmaterialien, Biogas- Technologie, Ökostrom für

- Unternehmen und Landwirte, Veranstaltung des O.Ö. Energiesparverband, 2003
- Schmack 2003 SCHMACK, Doris: Einsatz von landwirtschaftlich erzeugtem Biogas zur Gewinnung elektrischer Energie mittels Brennstoffzellen. Vortrag Magdeburg 04/2004
- Schmalschläger et.al 2002 SCHMALSCHLÄGER, Thomas, BLASE, Thobias, GERSTMAYR Bernhard, *Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz – Technik, Wirtschaftlichkeit und CO<sub>2</sub>-Einsparungen*. [www.act-energy.org/weitere\\_infos/veroeffentlichungen/Biogaseinspeisung\\_Vortrag.pdf](http://www.act-energy.org/weitere_infos/veroeffentlichungen/Biogaseinspeisung_Vortrag.pdf), München, 2002
- Schneider, et.al. 2002 SCHNEIDER, Ralf; QUICKER, P.; ANZER, T.; PRECHTL, S.; FAULSTICH, M.: *Grundlegende Untersuchung zur effektiven, kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus Biogas*. Bayer. Landesamt für Umweltschutz (Veranst.): Biogasanlagen – Anforderungen zur Luftreinhaltung (Augsburg 17. Oktober 2002) Augsburg: 2002
- Schulte-Schulze 2001 SCHULTE-SCHULZE, Bernd: *Innovative Biogasnutzungskonzepte – Einsatz von Biogas als Kraftstoff oder Erdgassubstitut*.“ VDI Bericht Nr. 1620, Biogas als regenerative Energie: Stand und Perspektiven, Tagung in Hannover, VDI Verlag Düsseldorf: 19. und 20. Juni 2001.
- Schulz 2001 SCHULZ, Heinz; Eder Barbara: *Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau Beispiele*. Staufen bei Freiburg: 2001
- Schulz 2003 Wolfgang Schulz, Maren Hille unter Mitarbeit von Wolfgang Tentscher: *Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten*, Gutachten im Auftrag Bremer Energie-Konsens GmbH, Juni 2003
- Schulz 2003/1 SCHULZ, Wolfgang,; HILLE, Maren: *Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten*. Im Auftrag der Bremer Energie-Konsens GmbH. Bremen : 2003
- Schweizerischer Bundesrat 1998 Schweizerischer Bundesrat, *Energieverordnung*. (1998). ([www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf](http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf))
- Seifert 2003 M. Seifert, J. Fernandez: *Biogas als Treibstoff*, Bio-Expertenstammtisch Graz, 12.11.03
- Siffert 2004 SIFFERT, Josef: *EU-Nitratrictlinie AKTIONSPROGRAMM 2003*, in *Bauernjournal* April 2004, Eine Information des Lebensministeriums und der Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs, Wien 2004
- Simmons 1993 SIMMONS, Ian G.: *Ressourcen und Umweltmanagement: eine Einführung für Geo- Umwelt und Wirtschaftswissenschaftler*, Heidelberg/Berlin/Oxford, 1993.
- Sklorz 2002 SKOLORZ, Martin: *Untersuchung zum Einsatz von Oxidationskatalysatoren an landwirtschaftlichen Biogas-Verbrennungsmotoren*. Bayer. Landesamt für Umweltschutz

- (Veranst.): Biogasanlagen – Anforderungen zur Luftreinhaltung (Augsburg 17.Oktober 2002) Augsburg: 2002
- SOMA Sonstige Marktregeln Erdgas, Kapitel 1, Begriffsbestimmungen 6. URL: [www.e-control.at](http://www.e-control.at); Homepage des österreichischen Strom- und Gasmarktregulators; Oktober 2004
- Stahl 2003 STAHL, Knut: Ausgeführte *Brennstoffzellenprojekte in der 200 kW-Klasse – Praxisbericht* KWK Kundenseminar der Thyssengas GmbH, [http://www.gewerbegas-online.de/pdfs/bz\\_kundenseminar\\_2003.pdf](http://www.gewerbegas-online.de/pdfs/bz_kundenseminar_2003.pdf) Duisburg: 16.10.2003
- Stahl 2004 STAHL, Knut: Schriftliche Mitteilung vom 06.05.2004
- Stellungnahme EU 2003 Entwurf einer Stellungnahme des Ausschusses für Umweltfragen, Volksgesundheit und Verbraucherpolitik für den Ausschuss für Industrie, Außenhandel, Forschung und Energie zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (KOM(2002) 488 – C5-0449/2002 – 2002/0220(COD)) Verfasser der Stellungnahme: Hans Kronberger, 6. März 2003
- STGW 2004 Homepage der Steirischen Gas-Wärme GmbH URL: [www.stgw.at](http://www.stgw.at), darin enthalten das veröffentlichte Angebot für den Netzanschluss für Haushalte, August 2004
- STGW 2004 Technische Mindestanforderungen für Anschlussleitungen der Steirischen Gas-Wärme GmbH, vom 12. September für die Ausführungsvarianten > 0,1 bis 5 bar, < 1 bar Kellereingang und < 0,1 bar Aussenwandschrank; Anhang 2 der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der Steirischen Gas-Wärme GmbH
- Swedish Gas Center 2001 Swedish Gas Center, Adding gas from biomass to the gas grid. Report SGC 118 (2001). [www.sgc.se/rapporter/resources/sgc118.pdf](http://www.sgc.se/rapporter/resources/sgc118.pdf)
- Tabasaran 1997 Tabasaran, O.; Rettenberger, G.: Grundlagen zur Planung von Entgasungsanlagen, in Müllhandbuch, Band 4, Nr. 4547, Erich Schmidt Verlag 1997.
- Tabasaran/Rettenberger 1997 TABASARAN, O.; RETTENBERGER, G: *Grundlagen zur Planung von Entgasungsanlagen*, in Müllhandbuch, Band 4, Nr. 4547, Erich Schmidt Verlag 1997.
- Technisches Regelwerk 2003 Sonstige Marktregeln Gas, Kapitel 6, Technisches Regelwerk, Stand Juli 2003
- Tecson 2004 Homepage der Fa. Tecson Digital; darin enthalten die Preisentwicklung von Heizöl 2003-2005 URL: [www.tecson.de](http://www.tecson.de); Dezember 2004
- TISG 2000 Technisches Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG), Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz. Merkblatt TISG 013/d, Zürich, (2000)
- TISG 2000 Technisches Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG), Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz. Merkblatt TISG 013/d, Zürich, (2000)

- TISG: Technisches Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG), *Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz*. Merkblatt TISG 013/d, Zürich, (2000)
- Tretter 2003 TRETTER, Herbert: *Neue Optionen für die Nutzung von Biogas - eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz*. Technische Universität Wien Institut 166: Diplomarbeit, 2003
- Tretter 2004 TRETTER, Herbert: Schriftliche Mitteilung vom 26.05.2004
- UMAT 2004 UMAT-Deponietechnik GmbH: Telefonische Auskünfte über Richtpreise zu den angebotenen Dienstleistung sowie Produkten, 2004
- Umweltbundesamt 2005 AUSTRIA'S ANNUAL NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORY 1990 – 2003; Submission under Decision 280/2004/EC; Wien, 2005; [www.umweltbundesamt.at](http://www.umweltbundesamt.at)
- Vogl 2001 VOGL, G.: Schriftliche Mitteilung über die Förderung von Biogasanlagen des Hessischen Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Forsten, 2001
- VVE Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VVE) zwischen den Verbänden, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. – Vfk, Essen, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. – BGW, Berlin, Verband kommunaler Unternehmen e.V. – VKU, Köln
- Waerdt 2004 WAERDT, Stephan: Deponiegasnutzung in KWK-Anlagen, auf [www.pro-2.de/pro2/de/Download/Deutsch/Konferenz\\_Berlin.PDF](http://www.pro-2.de/pro2/de/Download/Deutsch/Konferenz_Berlin.PDF) (Stand März 2004), 2004
- Walla 2001 WALLA, Christoph: *Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion auf Stilllegungsflächen*, Diplomarbeit Wien, 2001
- Walla 2004 WALLA, Christoph: Schriftliche Mitteilung Juni 2004
- Walla/Schneeberger 2003 WALLA, Christoph; Schneeberger, Walter: *Analyse der Investitionskosten und des Arbeitszeitbedarfs landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Österreich*. Berichte über Landwirtschaft, 81/4, 527-535; 2003
- Weber 1998 Weber, Jean-Claude, Zeller, Urs: Kompogas im Gasnetz – Neue Wege zur Erschliessung des Treibstoffmarktes, in: Gas, Heft 4/1998
- Wechsel-VO 2003 Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe (Wechselverordnung 2003)
- Weiland 2000 WEILAND, Peter: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und –erzeugung in Deutschland, in: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.), Gülzower Fachgespräche: Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, Gülzow, 2000
- Weiland 2004 P. Weiland, Institut für Technologie und Biosystemtechnik, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft: Erfahrungen deutscher Biogasanlagen – Ergebnisse einer bundesweiten

- Bewertung; Biogasgewinnung aus NaWaRo's: Minisymposium IFA-Tulln, 15.09.2004;
- Weiland et.al. 2003 WEILAND, P.; RIEGER, C.; EHRMANN, T.: *Biogas Anlagen, 12 Datenblätter*, Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR),Gülzow, 2004
- Weiland et.al. 2004 WEILAND, P.; RIEGER, Ch.; EHRMANN Th.; HELFFRICH D.; KISSEL R.; MELSCHER F.: *Ergebnisse des bundesweiten Messprogramms an Biogasanlagen*. Biogas zuverlässige Energie von Wiese und Acker. 13. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. und AD-nett-Workshop „Biogas ohne Grenzen“, Leipzig 2004
- Zell 2000 ZELL, Bernhard: Gasmessung an Biogasanlagen / neue Erkenntnisse, Fachbeitrag zur gemeinsamen Fachtagung der Regierung von Niederbayern und der Fachhochschule Deggendorf, 2000

## 11.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verfahrensschritte bei der Biogas-Netzeinspeisung.....	2
Abbildung 2: Verfahrensschritte bei der Biogas-Netzeinspeisung in Abhängigkeit von der erforderlichen Produktgasqualität .....	3
Abbildung 3: Die Projektteilnehmer der „Biogas-Einspeisung“ in Oberösterreich (vrtl.) 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].	5
Abbildung 4: Mischung von Erdgas und Biogas im Gasnetz .....	14
Abbildung 5: Vergleich der brenntechnischen Kennwerte von Rohbiogas mit der aktuellen Qualität von Erdgas lt. ÖVGW-Richtlinie G31 [ÖVGW 2001 bzw. Fürstaller 2003] Annahmen Brennwert und Methangehalt für Erdgas: durchschnittlicher Wert der Regelzone Ost .....	33
Abbildung 6: Vergleich Gasbegleitstoffe von Rohbiogas mit den Gasbegleitstoffen von Erdgas lt. ÖVGW-Richtlinie G31 [ÖVGW 2001 bzw. Fürstaller 2003] Annahmen Brennwert und Methangehalt für Erdgas: durchschnittlicher Wert der Regelzone Ost ...	34
Abbildung 7: Gasnetzkarte Österreich [www.gaswaerme.at] .....	46
Abbildung 8: Netzebene 1 des österreichischen Gasnetzes [AGGM 2005].....	48
Abbildung 9: Einspeisepunkte und Kompressorstationen an der Netzebene 1 [AGGM 2005] .....	49
Abbildung 10: Entwicklung des Brennwertes in der Regelzone Ost [AGGM 2005] .....	54
Abbildung 11: Brennwerte in OÖ – Jänner 2004 [OEF 2004].....	55
Abbildung 12: Brennwert und Wobbe-Index des Mischgases in Abhängigkeit vom Mischungsverhältnis von Biogas (60 % CH <sub>4</sub> ) zu Erdgas.....	58
Abbildung 13: Zulässige Beimischung von Biogas bei Absenkung der brenntechnischen Grenzwerte der ÖVGW G31 um – 5%.....	60
Abbildung 14: Zulässige Beimischung von Biogas bei Senkung der unteren brenntechnischen Grenzen der ÖVGW G31 um – 8 %.....	62
Abbildung 15: Brennwert und Wobbe-Index des Mischgases in Abhängigkeit vom Mischungsverhältnis angereichertem Biogas (90 % CH <sub>4</sub> ) zu Erdgas.....	63
Abbildung 16: System einer Biogasanlage .....	79
Abbildung 17: Schema der Biogasbildung, vereinfacht [Linke et.al. 2003] .....	80
Abbildung 18: Kostenrelevante Faktoren bei der Biogaserzeugung.....	82
Abbildung 19: Vergleich des Biogasertrages m <sup>3</sup> /ha von Zuckerrübe und Maissilage ausgehend vom Hektarertrag in t/ha bezogen auf den jeweiligen Biogasertrag in m <sup>3</sup> /t. .	87
Abbildung 20: Typische Anlagensysteme für Vergärungsverfahren [Weiland 2000] .....	89
Abbildung 21: Systeme zur Durchmischung des Gärgutes, schematisch [Linke et.al. 2003].	89
Abbildung 22: Arbeitszeitbedarf für den Betrieb von Biogasanlagen bezogen auf den Durchsatz in m <sup>3</sup> /h [Krachler 2003, Kirchmeyr 2003].....	93
Abbildung 23: Gasertrag verschiedener biogener Materialien in m <sup>3</sup> Biogas / t Substrat [Härdtlein 2004].....	95
Abbildung 24: Zusammenhang der mittleren Oxidationsstufe des Kohlenstoffes im Substrat und dem Methangehalt im Rohbiogas [Biogas Forum 2004] .....	98



Abbildung 25: Gaskonzentration während eines Kohlenstoff-Pulses im Biogasreaktor [Holubar 2002b].....	101
Abbildung 26: Spezifische Investitionskosten der Biogasvergärung (einschließlich Verstromung) in €/m <sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Härdtlein 2004, Hofbauer 2001, Daumann o.J., Schlerka 2003, Krieg/Fischer o.J., Vogl 2001, Greß/Zimpfer 1997] .....	103
Abbildung 27: Spezifische Investitionskosten der Biogasvergärung mit und ohne BHKW in €/m <sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) (Quellen: siehe aus Abbildung 26, sowie [Walla/Schneeberger 2003, Walla 2001 und Krachler 2003]) .....	105
Abbildung 28: Spezifische Betriebskosten von Biogas in € / m <sup>3</sup> bezogen auf die Anlagengröße in m <sup>3</sup> /h [Härdtlein 2004, Schlerka 2003, Krachler 2003, Daumann o.J., Krieg/Fischer o.J., Greß/Zimpfer 1997, Fichtner 2002] .....	106
Abbildung 29: Spezifische Gestehungskosten für Rohbiogas in € / m <sup>3</sup> abhängig von der Anlagengröße in m <sup>3</sup> /h.....	107
Abbildung 30: Ermittlung des Einspeistarifes für Biogas für eine Anlage < 200 kW [BMWA 2002] .....	108
Abbildung 31: Entstehung von Klärschlamm bei der Abwasserbehandlung [RWTH 2002] ..	109
Abbildung 32: Fließschema des Schlammanfalls bei einer Kläranlage [RWTH 2002].....	110
Abbildung 33: Darstellung eines Faulbehälters an der Kläranlage Grosslappen in München [Neis 2001a].....	112
Abbildung 34: Modellvorstellung: Phasen der Deponiegasbildung [Tabasaran/Rettenberger 1997] .....	116
Abbildung 35: Entwicklungskurven der Deponiegasmenge und Konzentration [Lorber 2000] .....	122
Abbildung 36: Anordnung einer Deponie nach dem Stand der Technik [MDE o.J.].....	122
Abbildung 37: Schematischer Aufbau der Erfassungsanlage [Novak 2004].....	125
Abbildung 38: Schema der KWK-Anlage in Güssing [Hofbauer/Rauch 2004] .....	128
Abbildung 39: Kostenkurven für Rohbiogas aus NAWARO, Koferment und Deponiegas in cent/kWh bezogen auf die Anlagengröße in m <sup>3</sup> /h. ....	132
Abbildung 40: Gasqualitäten und Gestehungskosten der unterschieden Gase im Vergleich .....	136
Abbildung 41: Aufbereitung von Rohbiogas durch Reinigung und Methananreicherung .....	137
Abbildung 42: Übersicht über die Inhaltsstoffe mit den jeweiligen Behandlungsmethoden ..	139
Abbildung 43: Kostenvariablen bei der Biogasaufbereitung .....	140
Abbildung 44: Qualitätsstufen von Biogas bezogen auf die Inhaltsstoffe [Ferreira 2004] ....	141
Abbildung 45: Gemessene H <sub>2</sub> S-Gehalte in Gasen aus Biogas, Klärgas und Deponien [Haberbauer 2004].....	145
Abbildung 46: Komponenten für eine In Situ Entschwefelung (Quelle: Dieter Moor).....	148
Abbildung 47: Mikrobiologische Reduktion des H <sub>2</sub> S-Gehaltes von Biogas [Schneider, et.al. 2002] .....	150
Abbildung 48: Externe biologische Entschwefelung bei der Biogasanlage Bruck/Leitha NÖ Durchsatz von 700m <sup>3</sup> /h (Quelle: Dieter Moor) .....	151
Abbildung 49: Spezifische Investitionskosten (€/m <sup>3</sup> ) der externen biologischen Entschwefelung in Abhängigkeit vom Durchsatz in m <sup>3</sup> /h [Bergmair 2003, Horstmann 2004, Forkmann 2004] .....	152
Abbildung 50: Betriebskosten in €/m <sup>3</sup> für die externe biologische Entschwefelung abhängig von der Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Schmack 2003, Bergmair 2003] .....	153

Abbildung 51: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> der externen biologischen Entschwefelung von Biogas abhängig von der Anlagenkapazität (m <sup>3</sup> /h).....	154
Abbildung 52: Spezifische Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> mittels Adsorption an Masse bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Bergmair 2003, Muche 2003, Muche 2004].....	157
Abbildung 53: Betriebskosten für die Entschwefelung mittels Adsorption an Masse [Muche 2003, Schmack 2003, Bergmair 2003].....	158
Abbildung 54: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Entschwefelung mittels Adsorption an Masse in Abhängigkeit von der Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) .....	159
Abbildung 55: Entschwefelungsanlagen an Masse mittels Eisenpellets, links: Kläranlage Bad Vilbel, rechts: Kläranlage Leipzig-Rosental [Muche 2004] .....	160
Abbildung 56: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Entschwefelung mittels Aktivkohle Feinreinigung , inkl. Variante Entfeuchtung auf Taupunkt 5° C bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Schmack 2003, Horstmann 2004] .....	161
Abbildung 57: Gemessene H <sub>2</sub> S-Gehalte in Gasen aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen [Quelle: Weiland 2000] .....	162
Abbildung 58: Entfeuchtungsmethoden von Biogasanlagen [Mitterleitner 2000, S 12].....	165
Abbildung 59: Beispiel einer Anlage zur Trocknung von Biogas durch Gaskühlung [www.biogas-entfeuchtung.de] .....	166
Abbildung 60: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Entfeuchtung mittels Kühlung bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Bergmair 2003, Schmack 2003].....	167
Abbildung 61: Verfahrensschema für die Reinigung von Biogas mit der Membrantechnologie [Li 2003] .....	168
Abbildung 62: Reinigungseinheit für eine PAFC Brennstoffzelle an der Kläranlage in Köln-Rodenkirchen [Stahl 2003] .....	169
Abbildung 63: Prinzip einer Entfeuchtungsanlage mittels TEG [EPA 2004] .....	171
Abbildung 64: Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Entfeuchtung mittels TEG bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Schmack 2003], eigene Berechnungen .....	172
Abbildung 65: Versuchsreihe über die Glykoldehydratisierung [Schmack 2003].....	172
Abbildung 66: Schemazeichnung für die Entfeuchtung mittels Kalziumchlorid [EPA 2004].	173
Abbildung 67: Schema einer PSA-Anlage mit der Darstellung des Druckverlaufes in den Adsorbern [Schmalschläger et.al 2002] .....	180
Abbildung 68: Spezifische Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> für die PSA-Technologie bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Tretter 2003, Schulz 2003, Bergmair 2003].....	181
Abbildung 69: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die PSA-Technologie für Produktbiogas in Erdgasqualität bezogen auf die Anlagengröße m <sup>3</sup> /h [Tretter 2003, Schulz 2003] .....	182
Abbildung 70: Senkung der spezifischen Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der PSA-Technologie [Tretter 2003, Tretter 2004] .....	183
Abbildung 71: Schema einer Druckwasserwäschanlage mit Kreislaufführung des Waschwassers [Hagen et.al. 2001] .....	186
Abbildung 72: Schema einer Druckwasserwäschanlage ohne Kreislaufführung des Waschwassers [Hagen et.al. 2001] .....	187
Abbildung 73: Anlage zur Aufbereitung von Biogas mittels der Druckwasserwäsche [Nilsson et.al 2001] .....	188
Abbildung 74: Spezifische Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> für Druckwasserwäsche bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Tretter 2003, Schulz 2003, Bergmair 2003].....	190

Abbildung 75: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Druckwasserwäsche für Biogas in Erdgasqualität bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Tretter 2003, Schulz 2003] ..	191
Abbildung 76: Monatliche Wassergebühren für private Haushalte in ausgewählten österreichischen Gemeinden mit Stand 2000 (Quelle: teilweise [Konrad 2001], eigene Recherchen).....	192
Abbildung 77: Reduzierung der Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der Druckwasserwäsche abhängig von der Anlagengröße [Tretter 2003, Tretter 2004].....	193
Abbildung 78: Spezifische Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> für die Niederdruck Membrantechnologie bezogen auf die Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Tretter 2003] .....	194
Abbildung 79: Spezifische Verfahrenskosten in €/m <sup>3</sup> für die Niederdruck Membrantechnologie für Biogas in Erdgasqualität abhängig von der Anlagengröße (m <sup>3</sup> /h) [Tretter 2003] .....	195
Abbildung 80: Reduzierung der Betriebskosten bei Entfall der Flüssiggasdosierung bei der Niederdruck-Membranabsorption [Tretter 2003, Tretter 2004].....	196
Abbildung 81: Spiralwickelmodul zur Gastrennung durch Gaspermeation; Quelle: verändert nach [Lokhandwala 2000].....	197
Abbildung 82: Gasaufbereitungsanlage durch Gaspermeation für eine Gasturbine [Lokhandwala 2000] .....	200
Abbildung 83: Spezifische Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> für die Membrantechnologie abhängig von der Anlagenkapazität [Hagen et.al. 2001] .....	201
Abbildung 84: Schema einer kryogenen Gastrennanlage [Hagen et.al. 2001] .....	203
Abbildung 85: Spezifische Verfahrenskosten der Methananreicherung mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck-Membranabsorption (ND Membran) in €/m <sup>3</sup> bezogen auf das Produktgas und abhängig von der Anlagengröße in m <sup>3</sup> /h [Tretter 2003].....	204
Abbildung 86: Strombedarf der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND Membran) in kWh/Jahr bezogen auf den Rohgasdurchsatz [Tretter 2003] .....	205
Abbildung 87: Verluste der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND Membran) in Prozent bezogen auf die Erzeugung [Tretter 2003] .....	205
Abbildung 88: Begriffsdefinitionen der Anschlussleitung.....	213
Abbildung 89: Durchschnittliche Kosten je Laufmeter für Anschluss an Netzebene 2 abhängig von der Leitungslänge.....	222
Abbildung 90: Gesamtkosten der Verlegung einer Anschlussleitung in Netzebene 3 abhängig von der Leitungslänge .....	224
Abbildung 91: Ausführung eines Hausanschluss > 0,1-5 bar [STGW 2004] .....	225
Abbildung 92: Gesamtkostenkalkulation einer Anschlussleitung in Netzebene 2 und 3 .....	228
Abbildung 93: Darstellung des Verdichtungsprinzips eines Kolbenkompressor und eines Schraubenkompressor (Quelle: <a href="http://www.drucklufttechnik.de">www.drucklufttechnik.de</a> ).....	231
Abbildung 94: Investitionskosten für die Verdichtung auf die verschiedenen Druckstufen der jeweiligen Netzebene [Gikopoulos 2004, Gikopoulos 2005] .....	232
Abbildung 95: Patronen-Feinfilter zur Entfernung von Staub und Partikeln [ <a href="http://www.heat.at">www.heat.at</a> ] ..	234
Abbildung 96: Bypass-Odorierung [ <a href="http://www.heat.at">www.heat.at</a> ] .....	237
Abbildung 97: Einspritz-Odorierung [ <a href="http://www.heat.at">www.heat.at</a> ].....	237
Abbildung 98: Bauarten verschiedener Sicherheitsabsperrventile [ <a href="http://www.heat.at">www.heat.at</a> ].....	238

Abbildung 99: Spezifische Anschlusskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität bei einer Leitungslänge von 250 m.....	241
Abbildung 100: Anteil der Komponenten (Rohrleitung, Verdichtung, Odorierung, Messung, Filterung und Sicherheitseinrichtung) an den Investitionskosten unterteilt nach Netzebene 2 und 3.....	242
Abbildung 101: Kosten pro Jahr aufgeteilt in Betriebskosten und Kosten aus dem Kapitaldienst (Annuität) unterteilt nach Netzebene 2 und 3 .....	243
Abbildung 102: Brennwerte im Verlauf der Gesteherung, Reinigung und Methananreicherung von Biogas sowie von Erdgas im Gasnetz.....	247
Abbildung 103: Kostenübersicht für die Gesteherungskosten in Abhängigkeit von den Rohstoffen.....	248
Abbildung 104: Reinigungskosten Verfahren I, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels Aktivkohle. ....	252
Abbildung 105: Reinigungskosten Verfahren II, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels Kühlung. ....	253
Abbildung 106: Reinigungskosten Verfahren III, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels Entschwefelung durch Adsorption an Masse und Entfeuchtung mittels Aktivkohle.....	255
Abbildung 107: Reinigungskosten Verfahren IV, Biogas (aus NAWARO) als Zusatzgas, Reinigung mittels biologischer Entschwefelung und Entfeuchtung mittels TEG. ....	256
Abbildung 108: Aufbereitungskosten Verfahren V, Biogas (aus NAWARO) als Austauschgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA, ND-Memb mit Flüssiggas.....	258
Abbildung 109: Aufbereitungskosten Verfahren VI, Biogas (aus NAWARO) als angereichertes Zusatzgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA, ND-Memb ohne Flüssiggas.....	259
Abbildung 110: Aufbereitungskosten Verfahren VII, Deponiegas als angereichertes Zusatzgas, Aufbereitung mittels DWW, PSA oder ND-Memb ohne Flüssiggas. ....	261
Abbildung 111: Reinigungskosten von Rohbiogas in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	262
Abbildung 112: Anschlusskosten Netzebene 2 und Netzebene 3 bei einer Leitungslänge von 250 Metern und einem max. Betriebsdruck von 70 bar (NE 2)bez. 6 bar (NE 3) bezogen auf die Anlagenkapazität für die Rohbiogasmenge.....	264
Abbildung 113: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus NAWARO .....	266
Abbildung 114: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus Kofermenten.....	268
Abbildung 115: Gesamtkosten für die Produktion von Deponiegas .....	269
Abbildung 116: Gesamtkosten verschiedener Varianten im Vergleich zu den Energiepreisen von Erdgas.....	271
Abbildung 117: Anteile an den Gesamtkosten bei der ausschließlichen Reinigung von Biogas und Einspeisung in NE 2 .....	273
Abbildung 118: Anteile an den Gesamtkosten bei der Reinigung und Methananreicherung von Biogas und Einspeisung in NE 3.....	274
Abbildung 119: Änderung der Gesteherungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Parameter bei der Einspeisung von Zusatzgas in NE 2 und einer Anlagenkapazität von 300 m <sup>3</sup> /h.....	275
Abbildung 120: Änderung der Kosten in Abhängigkeit von den Gesteherungskosten .....	276

Abbildung 121: Änderung der Gesteungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Parameter bei der Einspeisung von angereichertem Zusatzgas in NE 3 und einer Anlagenkapazität von 300 m <sup>3</sup> /h .....	277
Abbildung 122: Vergleich der Auswirkungen von Gesteungskosten und Aufbereitungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	278
Abbildung 123: Entwicklung Importpreis 2002-2004 [ÖSTAT 2004].....	290
Abbildung 124: Entwicklung Heizölpreise [Tecson 2004 ].....	291
Abbildung 125: Angebot Erdgasbelieferung kelag [Tarifkalkulator E-Control, 16.11.04 www.e-control.at].....	296
Abbildung 126: Tarifkalkulator Strom per 13.12.04 (Tarifkalkulator E-Control, 16.11.04 www.e-control.at) .....	298
Abbildung 127: Tarifkalkulator Gas per 13.12.04 (Tarifkalkulator E-Control, 16.11.04 www.e-control.at).....	301
Abbildung 128: Vergleich der Entwicklung des Industriegaspreises 2000-2003 [Quelle: www.e-control.at].....	304
Abbildung 129: Angebots- und Nachfragepreis von Emissionszertifikaten [Natsource 2004] .....	309
Abbildung 130: Mengenbewegungen am Ausgleichsenergiemarkt (10/02-11/04) [AGCS 2004].....	314
Abbildung 131: Preisentwicklung für eingespeiste Ausgleichsenergie (10/02-06/04) [AGCS 2004, ÖSTAT].....	315
Abbildung 132: Vergleich der Schadstoffemissionen von Benzin, Diesel und CNG [www.erdgasfahrzeuge.de].....	322
Abbildung 133: Gliederung energiepolitischer Maßnahmen [Espey 2001].....	332
Abbildung 134: Förderbedarf für Biogas bei Gasnetzeinspeisung abhängig von der Anlagengröße.....	333
Abbildung 135: Energie- und Geldflüsse bei der Förderung von Ökostrom.....	334
Abbildung 136: Maximaler und minimaler Förderbedarf bei Biogas-Netzeinspeisung bei Verkauf an Gasversorger .....	336
Abbildung 137: Zusammensetzung des Netto-Haushaltspreises (ohne Ust.).....	337
Abbildung 138: Zahlungsflüsse bei Gasbezug durch Haushaltskunden.....	338
Abbildung 139: Zahlungsströme bei einer minimalen Veränderung zur derzeitigen Situation .....	339
Abbildung 140: Zahlungsströme bei einer maximaler Veränderung zur derzeitigen Situation .....	342
Abbildung 141: Darstellung der externen Kosten in der Energieversorgung [BWE 2003] ...	420
Abbildung 142: Einstufiges mesophiles Verfahren.....	425
Abbildung 143: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit liegendem Betonfermenter .....	426
Abbildung 144: Zweistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit liegendem Stahlfermenter.....	428
Abbildung 145: Mesophiles Verfahren mit zwei in Reihe geschalteten Fermentern .....	429
Abbildung 146: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit paralleler Fetteinspeisung .....	430
Abbildung 147: Dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit chemischer Entschwefelung.....	431
Abbildung 148: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit integrierter Hygienisierung.....	432
Abbildung 149: Dreistufiges thermophiles Verfahren mit möglicher Hygienisierung.....	434

Abbildung 150: Einstufiges mesophiles Verfahren mit externer biologischer Entschwefelung .....	435
Abbildung 151: Einstufiges mesophiles Verfahren mit drei Fermentern in Parallelschaltung .....	436
Abbildung 152: Einstufiges mesophiles Verfahren mit Rechteck-Fermenter .....	437
Abbildung 153: Dreistufiges mesophiles Verfahren mit zwei liegenden Fermentern .....	438
Abbildung 154: Mindestüberdeckung: $h = 0,8-1,0$ m je nach topographischen und klimatischen Gegebenheiten .....	440
Abbildung 155: Rohrverlegung bei steinigem Untergrund (Bei felsigem oder steinigem Untergrund ist eine 0,15 m starke steinfreie Schicht erforderlich) .....	441
Abbildung 156: Anbohrschelle GPE-ABI bzw. Muffenschelle GPE-MUSCH .....	443
Abbildung 157: Hausanschluss .....	444
Abbildung 158: Verfüllung eines Rohrgrabens .....	449

## 11.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Autoren der Kapitel .....	11
Tabelle 2: Interne Workshops der Arbeitsgemeinschaft.....	11
Tabelle 3: Qualitätskriterien der ÖVGW Richtlinie G 31 [ÖVGW 2001].....	17
Tabelle 4: Gasfamilien anhand DVGW-G260/1 [DVGW 2000].....	18
Tabelle 5: Gesamtbereich, Nennwert und Schwankungsbereich des Wobbe-Index lt. DVGW 260/1 [DVGW 2000] .....	19
Tabelle 6: Qualitätskriterien Deutschland [DVGW 2000].....	23
Tabelle 7: Qualitätsanforderungen für Gas im schwedischen Gasnetz [Jönsson 2002 , S. 6] .....	24
Tabelle 8: Qualität von dänischem Gas [Danish Gas Association 2001, S10; Jenson 2000 , S. 3Schulz 2003, S.19].....	25
Tabelle 9: Eigenschaften des in der Schweiz verteilten Erdgases [Merkblatt G2004/2] .....	26
Tabelle 10: Qualitätsanforderungen für Austausch- und Zusatzgas in der Schweiz [TISG 2000].....	27
Tabelle 11: Vergleich der Qualitätsanforderungen für Biogas-Netzeinspeisung in Österreich, Deutschland, Schweden, Dänemark (gemessene Qualitätskriterien) und der Schweiz .	30
Tabelle 12: Komponenten von Rohbiogas [Schulz 2003, S.8] .....	31
Tabelle 13: Vergleich von Rohbiogas mit den Grenzwerten der Qualitätsanforderungen gemäß ÖVGW G31 [ÖVGW 2001; Fürstaller 2003, Gikopoulos 2004/1] Wert für Methan bei ÖVGW G31 aus dem Brennwert errechnet.....	32
Tabelle 14: Typische Rohbiogasqualität .....	35
Tabelle 15: Jährliches technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Österreich .....	37
Tabelle 16: Datenbasis und Quellen für die Parameter bei der Deponiegasbildung [Novak 2004].....	40
Tabelle 17: Altablagerungen und deren Gasbildungspotenzial GP in m <sup>3</sup> /Jahr [Novak 2004].	42
Tabelle 18: Jährliches Biogaspotenzial in Österreich [Tretter 2003, Novak 2004],.....	44
Tabelle 19: Durchschnittliche Bestandteile von österreichischem Erdgas [ÖVGW 2001].....	53
Tabelle 20: Qualitätskriterien für eine neue Qualitätsrichtlinie für Mischgas.....	70
Tabelle 21: Aufwände nach Kostengruppen bei der Gesteherung von Biogas.....	82
Tabelle 22: Richtwerte für Entsorgungserlös bei Übernahme angelieferter Kofermente .....	84
Tabelle 23: Erträge der unterschiedlichen Kulturarten in t/ha [Siffert 2004].....	86
Tabelle 24: Kostenblöcke einer Biogasanlage [Walla/Schneeberger 2003] .....	91
Tabelle 25: Einfluss der unterschiedlichen Behandlungsmethoden auf die Biogasqualität [Amon 2004a].....	96
Tabelle 26: Biogasertrag und Methangehalt einiger ausgewählter Stoffe [Biogas Forum 2004] .....	99
Tabelle 27: Biogaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkungen sowie Vergleich mit ÖVGW G31 [Schulz 2001] .....	100
Tabelle 28: Klärgasgaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkung sowie der Vergleich zur ÖVGW G31 [Hohmann 2001, ATV 2002, Klaas 2001] .....	113
Tabelle 29: Deponiegaskomponenten mit möglichen Bandbreiten und Wirkung sowie der Vergleich zur ÖVGW G31 [ATV 2002, Klaas 2001] .....	118
Tabelle 30: Gaspotenzial – Verschiedene Autorenergebnisse [Lenger 2002] .....	121

Tabelle 31: Parameter für die Erfassung der Gestehungskosten von Deponiegas .....	124
Tabelle 32: Gaszusammensetzung der Demonstrationsanlage [Hofbauer et.al. 2002] .....	129
Tabelle 33: Anteil an Verunreinigungen des Produktgases vor und nach der Reinigung [Hofbauer et.al. 2002].....	129
Tabelle 34: Zusammensetzung des Gases nach der Methanisierung [Rauch 2004].....	130
Tabelle 35: Technische Daten der Demonstrationsanlage [Hofbauer et.al. 2002].....	130
Tabelle 36: Biogasaufbereitungsanlagen in Europa [Tretter 2003 S.20] .....	142
Tabelle 37: Aufwände nach Kostengruppen bei der Reinigung bzw. Anreicherung von Rohbiogas.....	143
Tabelle 38: Vergleich des max. Schwefelgehaltes nach der ÖVGW G31 und der Möglichkeit der Einspeisung als Zusatzgas in das Gasnetz .....	146
Tabelle 39: Abschätzung der Reinigungsleistung mit einem Polyamid-Polyether Membranmodul [Li 2003].....	168
Tabelle 40: Annahmen für die Analyse der Verfahren zur Methananreicherung bei [Tretter 2003] und [Schulz 2003].....	179
Tabelle 41: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile verschiedener Waschflüssigkeiten für die Gaswäsche. [Hagen et.al. 2001].....	189
Tabelle 42: Szenarien verschiedener Gasqualitäten mittels Membrantechnik [Harasek 2004] .....	199
Tabelle 43: Relevante Richtlinien der ÖVGW für Anschlussleitungen.....	216
Tabelle 44: Relevante ÖNORMEN für Anschlussleitungen.....	217
Tabelle 45: Durchflussmengen in Abhängigkeit von Einspeisedruck, Leitungslänge und Rohrdurchmesser [Gikopoulos 2004/1]. .....	218
Tabelle 46: Kostensätze für Anschlussleitung in Netzebene 2 [Kremsmüller 2004; Hutter 2004].....	220
Tabelle 47: Kosten einer Anschlussleitung für Netzebene 3 .....	223
Tabelle 48: Kosten für Haushalts- und Gewerbeanschluss von kelag, OÖ-Ferngas, STGW [STGW 2004; [Kelag 2004 ; OEF 2004].....	226
Tabelle 49: Druckniveau der untersuchten Verfahren und Erfordernis für die jeweilige Netzebene.....	230
Tabelle 50: Investitionskosten für unterschiedliche Verdichtungsstufen für ein Fördervolumen von bis zu 200 m <sup>3</sup> /h [Gikopoulos 2004].....	231
Tabelle 51: Kosten für Gasanalyse Gerät [Hager 2004].....	236
Tabelle 52: Qualitäts- und Verfahrenskombinationen zur Ermittlung der Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung.....	249
Tabelle 53: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren I.....	251
Tabelle 54: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren II.....	253
Tabelle 55: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren III.....	254
Tabelle 56: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Zusatzgas, Verfahren IV .....	256
Tabelle 57: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als Austauschgas, Verfahren V .....	257
Tabelle 58: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Biogas als angereichertes Zusatzgas, Verfahren VI.....	259
Tabelle 59: Ein- und Ausgangsqualitäten bei Deponiegiogas als angereichertes Zusatzgas, Verfahren VI.....	260
Tabelle 60: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas aus NAWARO .....	267



Tabelle 61: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus Kofermenten.....	268
Tabelle 62: Gesamtkosten für die Produktion Deponiegas .....	270
Tabelle 63: Gesamtkosten für die Produktion von Biogas zur Netzeinspeisung aus NAWARO, Koferment und Deponiegas .....	271
Tabelle 64: Gesamtkosten der Biogas-Netzeinspeisung für unterschiedliche Anlagengrößen .....	280
Tabelle 65: Jährliche Kosten der Netzebene 1 je Netzbetreiber [GSNT-VO 2004].....	286
Tabelle 66: Anteilige Kosten der Netzebene 1 je Netzbetreiber der Regelzone Ost [Statistik BMWA, GSNT-VO 2004].....	286
Tabelle 67: Vergleich der Transportkosten (Systemnutzungstarife) am Beispiel eines Gewerbebetriebs mit einem Jahresverbrauch von 250.000m <sup>3</sup> [GSNT-VO 2004] .....	287
Tabelle 68: Bruttopreise einzelner Stromanbieter per 13.12.04 .....	299
Tabelle 69: Mehrzahlungsbereitschaft von Haushalten für Ökostrom .....	299
Tabelle 70: Angebot kelag Erdgas per 13.12.04 [Kelag 2004 ] .....	301
Tabelle 71: Energiepreis für Biogas unter der Annahme einer Mehrzahlungsbereitschaft ..	302
Tabelle 72: Auszug der Merit Order Liste [AGCS 2004].....	311
Tabelle 73: Erlösmöglichkeiten und Preisniveaus für Biogas bei Netzeinspeisung .....	329
Tabelle 74: Förderbedarf in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Biogasqualität ...	340
Tabelle 75: Gestaffelter Förderbedarf für Biogas und Vergleich mit den derzeitigen Förderungen für Strom gemäß Ökostromgesetz .....	341
Tabelle 76: Zusätzlicher Förderbedarf für verschiedene Biogasqualitäten abhängig von der Anlagengröße.....	342
Tabelle 77: Gestaffelter Förderbedarf dieses Fördermodells „maximale Änderung der Zahlungsströme“ .....	343
Tabelle 78: Gesamter Förderbedarf für die Einspeisung von 1 Mrd. kWh Biogas aus überwiegend größeren Anlagen .....	346
Tabelle 79: Gesamter Förderbedarf für die Einspeisung von 300 Mio. m <sup>3</sup> Biogas mit überwiegend kleineren Anlagen .....	346
Tabelle 80: Theoretischer Förderbedarf bei maximaler Veränderung der Zahlungsströme.	347
Tabelle 81: Mögliche Quotenziele für die Biogas-Netzeinspeisung im Rahmen eines Ökogasesetzes .....	347
Tabelle 82: Abschätzung des Förderbedarfs bei Umsetzung eines ambitionierten Ökogasesetzes.....	348
Tabelle 83: Quotenziele eines Ökogasesetzes und jährlicher Förderbedarf .....	381
Tabelle 84: Empfehlungen zur Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen für eine positive Marktentwicklung im Bereich der Biogas-Netzeinspeisung.....	386



## 12. Anhang

### 12.1 Anhang 1: Externe Effekte von Biogas

Bei wirtschaftlichen Aktivitäten kann es zu so genannten externen Effekten kommen. Das sind Kosten oder Nutzen, die in betriebswirtschaftlichen Kalkulationen nicht berücksichtigt werden. Speziell in der Biogastechnologie, die in hohem Maß von Umweltgütern (Boden, Wasser, Luft) betroffen ist, treten diese externen Effekte auf. In diesem Kapitel soll der Begriff externe Effekte bzw. externe Kosten und Nutzen näher erläutert werden und in weiterer Folge auf Biogas umgelegt werden.

Generell sind unter dem Begriff externe Effekte sowohl die negativen als auch die positiven Einflüsse wirtschaftlicher Aktivitäten (Produktion, Konsum) auf Dritte, die nicht in das Wirtschaftlichkeitskalkül der verursachenden Wirtschaftseinheit einfließen, zu verstehen. Diese Effekte finden nicht innerhalb des Marktbereichs Berücksichtigung, treten in besonderem Maße beim Verbrauch von Umweltgütern auf und sollen via Internalisierung<sup>50</sup> dem Marktmechanismus zugänglich gemacht werden [Koch o.J.].

Die Definition externe **Kosten** bezieht sich auf gesellschaftliche Kosten, die nicht in die betriebswirtschaftlichen Kalkulationen eingerechnet werden, diese werden vielmehr von der gesamten Volkswirtschaft getragen. Externe Kosten sind beispielsweise die Folgen von Gesundheits-, Umwelt- und Klimaschäden. In Abbildung 141 sind externe Kosten angeführt, die in der Energiewirtschaft üblicherweise nicht in Strompreise eingerechnet werden.

---

<sup>50</sup> Unter Internalisierung ist die Quantifizierung einer Maßnahme oder eines Effektes, seine monetäre Bewertung und die verursachergerechte Zurechnung zu verstehen.



Abbildung 141: Darstellung der externen Kosten in der Energieversorgung [BWE 2003]

Ebenso findet üblicherweise ein externer gesellschaftlicher **Nutzen** keinen Niederschlag in der betriebswirtschaftlichen Kalkulationen. Im Bereich der Energiewirtschaft kann beispielsweise die Errichtung eines Stausees zur Wasserkraftnutzung zu einem externen Nutzen führen. Ein möglicher Erholungswert durch die landschaftliche Umgestaltung muss nicht unbedingt in die Kalkulation der Kraftwerksbetreiber eingerechnet sein.

Bei der Biogasproduktion lässt sich die Verwertung des Stromes, der Wärme oder des Gases eindeutig monetär bewerten und nach betriebswirtschaftlichen Methoden kalkulieren. Die „Internalisierung“ der externen Kosten/Nutzen findet in der Praxis üblicherweise keine Beachtung. Im Folgenden sollen diese Kosten bzw. Nutzen erläutert werden.

### 12.1.1 Düngewert

Bei der oft zitierten Düngewertverbesserung durch die Biogastechnologie wäre ebenso ein „Gewinn“ zu verzeichnen.

In [Pfundtner et.al. 2001] wird festgestellt, dass sich *durch den Fermentationsprozess wesentliche Eigenschaften und somit Anwendungseigenschaften des vergorenen Substrates verändern. Diese Veränderungen sollten bei der Lagerung und Ausbringung der Biogasgülle bzw. des Gärrückstandes berücksichtigt werden.*

Nachfolgend werden die wesentlichen Eigenschaften ausgegorener Gülle nach [Pfundtner et.al. 2001] dargestellt.

- *Verringerung des Trockenmassegehaltes*  
 Durch die Fermentation wird die organische Trockenmasse von Gülle oder verflüssigtem Festmist in Abhängigkeit von der Verweildauer im Fermenter zu 30-60 % abgebaut. Diese Reduktion kommt dadurch zustande, dass ein Teil der Kohlenstoffverbindungen der

*organischen Trockenmasse in Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) abgebaut wird. Kosubstrate werden je nach Zusammensetzung sehr unterschiedlich abgebaut. Fetthaltige und leicht vergärbare Substanzen werden vollständig abgebaut, bei ligninhaltigem Material wie Bioabfall und Gras oder auch Gülle findet nur ein teilweiser Abbau statt.*

*Die Verringerung des Trockenmassegehaltes bedeutet für die Düngungspraxis, dass die Biogasgülle bzw. der Gärrückstand bei der Ausbringung in den Pflanzenbestand besser von den Pflanzen abläuft und leichter im Boden versickert. Dadurch verringern sich die Ammoniakverluste, bei ordnungsgemäß ausgefauter Gülle auch die Geruchsbelästigung und die Gefahr von Pflanzenverätzungen. Die Verringerung des TM-Gehaltes bringt noch eine verfahrenstechnische Erleichterung beim Homogenisieren, Pumpen und Ausbringen mit sich.*

*- Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes um 5-20%*

*Beim anaeroben Abbau von organischer Substanz wird ein Teil des organisch gebundenen Stickstoffs in die Ammoniumform überführt. Durch den Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes ist zu erwarten, dass die Pflanzenverfügbarkeit des Stickstoffes verbessert wird. Andererseits steigt durch den höheren Anteil an Ammoniumstickstoff auch die Gefahr der Stickstoffverluste bei der oberflächlichen Ausbringung und Lagerung.*

*- Verringerung des Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnisses (C/N Verhältnis)*

*Das C/N Verhältnis wird, durch den Abbau der Kohlenstoffverbindungen in der Gülle bzw. im verflüssigten Festmist zu Methan, verringert. Diese Verringerung bewirkt ebenfalls eine verbesserte Stickstoffwirkung.*

*- Anstieg des pH-Wertes*

*Der Anstieg des pH-Wertes ist als ungünstige Auswirkung der Fermentation anzuführen. Mit der Erhöhung des pH-Wertes besteht ein erhöhtes Risiko für Ammoniakemissionen während und nach der Ausbringung der Biogasgülle.*

Üblicherweise fließen derartige Überlegungen nicht in die Wirtschaftlichkeitskalkulationen ein. [Walla 2001] versucht in seinen Überlegungen zur Verbesserung des Betriebsergebnisses von landwirtschaftlichen Betrieben mittels Biogastechnologie einen derartigen Ansatz zu verfolgen. Der in dieser Arbeit zitierte Nutzen durch zusätzlichen pflanzenwirksamen Stickstoff aus Gülle und Mist konnte in neueren Versuchen nicht bestätigt werden und muss daher unberücksichtigt bleiben. Sehr wohl seien allerdings die Nährstoffmengen aus pflanzlichen Rohstoffen zu berücksichtigen [Walla 2004].

## 12.1.2 Klimaschutz

Die energetische Biogasnutzung ist ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz. Bei der konventionellen Lagerung bzw. Aufbringung von Dung auf Feldern entstehen die Treibhausgase Methan und Lachgas, die ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Bei der Biogasnutzung kommt es hingegen erst zu einer kontrollierten Vergärung in geschlossenen Behältern. Durch den Verbrennungsvorgang entsteht Kohlendioxid, das ein deutlich

geringeres Treibhauspotenzial als Methan aufweist. Die ausgegorene Biogasgülle wird zum hochwertigen, bodenfreundlichen Dünger.

- Methan (CH<sub>4</sub>)

Bei der Lagerung von Dung kann das Treibhausgas Methan ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Eine besondere Bedeutung kommt diesem Treibhausgas deshalb zu, da es aufgrund seiner Molekularstruktur Wärmestrahlung besser absorbieren kann als etwa Kohlendioxid. Der Anteil aus der Landwirtschaft gilt mit 60 % als Hauptverursacher der vom Menschen verursachten Methanemissionen.

- Lachgas (N<sub>2</sub>O)

Durch einen biologischen Prozess, die sogenannte Denitrifikation, wird Nitrit (NO<sub>2</sub>) über Ammonium (NH<sub>2</sub>) zu Lachgas (N<sub>2</sub>O Distickstoffoxid) umgewandelt, das in die Atmosphäre entweicht. Im Boden ist der Stickstoff nicht nur für die Lebewesen verloren, sondern trägt auch maßgeblich zum Treibhauseffekt bei.

- Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)

Die Energiegewinnung durch Biogas ist CO<sub>2</sub>-neutral, da ja nur soviel CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre freigesetzt wird, wie vorher durch die Pflanzen aufgenommen wurde. Zudem kann der Energieverbrauch und somit der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Produktion von Reinstickstoff durch den vermehrten Einsatz der Biogasgülle (und dadurch verringerter Kunstdüngereinsatz) reduziert werden.

### 12.1.3 Bodenschutz

Die wichtigste Grundlage einer funktionierenden Landwirtschaft - aber auch des vorsorgenden Gewässerschutzes - ist die Ressource Boden. Die Düngung mit Biogasgülle wirkt sich sowohl auf die Bodenorganismen, den Boden und in weiterer Folge auf das Wasser positiv aus. Eine Vielzahl an Bodenlebewesen ist für die Erhaltung einer krümeligen Grundstruktur im Boden zuständig, die den Gas-, Wasser- und Wärmeaustausch gewährleistet. Die organische Bildung der Krümel erfolgt durch Verkittung von Einzelteilen mittels organischer Substanzen, der Lebendverbauung durch Bakterienkolonien, Pilzfäden oder Pflanzenwurzeln sowie durch die Regenwurmtätigkeit.

In der konventionell betriebenen Landwirtschaft besteht durch übermäßigen Einsatz von Mineraldünger die Gefahr einer Bodenversalzung. Ebenso kann durch die Ausbringung von unausgegorener Gülle die Artenvielfalt, aber auch die Menge der Bodenflora und -fauna stark beeinträchtigt werden.

Werden die Lebensbedingungen für die Organismen verändert, verschlechtert sich auch die für den Wasser- und Nährstoffhaushalt wichtige Grundstruktur im Gefüge und es kommt zu einer Degradation des Bodens. Die im Auftrag des Amtes der OÖ Landesregierung erstellte Studie „Auswirkungen von Biogasgülle auf Bodenfauna und Bodeneigenschaften“ [Petz 2000] kam zu dem Ergebnis, dass sich Düngung mit Biogasgülle zumindest auf einige Gruppen von Bodenorganismen und wichtigen Bodeneigenschaften merkbar günstiger auswirkt als konventionelle Gülle und damit ein Beitrag zum Boden- und Gewässerschutz ist.

Aber auch nach Erfahrungsberichten von Biogasbauern verbessert sich die Bodenqualität über die Jahre merklich. Folglich kommt es auch zu einer geringeren Belastung des Grund- sowie des Oberflächenwassers.

## **12.1.4 Wasserschutz**

### **12.1.4.1.1 Grundwasser**

Aufgrund der reduzierten Ätzwirkung der Biogasgülle steigt die Population der Bodenlebewesen, die die Humusbildung fördern. Der Humusaufbau samt Kleintiergängen steigert die saugfähige Oberfläche pro Flächeneinheit und stellt ebenso einen Filter für Schadstoffe im Niederschlagswasser dar.

Der Gehalt an Ammoniumstickstoff ( $\text{NH}_4$ ) bei der Vergärung nimmt zu, dieser wird von den Pflanzen unmittelbar aufgenommen, daher kommt es zu weniger Stickstoff-Auswaschung in den Untergrund, wenn dieser nach Pflanzenbedarf verabreicht wird.

Übermengen an Biogasgülle werden vermehrt von viehlosen Betrieben übernommen, wodurch es zu einer Einschränkung von Handelsdüngern kommt [Duschek 1998].

### **12.1.4.1.2 Oberflächenwasser**

Die belebte, krümelige Humusschicht sichert den vermehrten Rückhalt des Niederschlagswassers. Es kommt zu einem gebremsten Oberflächenabfluss aufgrund der flächigen Wasserspeicherung. Der spezifische Rückhalt steigt, der Gewässerabfluss wird gleichmäßiger, der Bodenabtrag und der diffuse Nährstoffeintrag in die Gewässer verringert sich (in viehreichen Gebieten bis zu 60 %).

Die Reduktion des organischen Eintrages verbessert die Gewässergüteklasse, wodurch es zu einer geringeren Vorbelastung der Gewässer kommt, was wiederum fachliche Bedenken bei weiterer Behandlung der Einleitung geklärter Abwässer vermindert (Baukostensparnis). Der verringerte Eintrag von organisch belastetem Schlamm und Erdreich in die Oberflächengewässer trägt zur Erhaltung des Abflussprofils bei (Wegfall von Räumungskosten, Belastung).

Bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung findet im allgemeinen eine Beachtung der oben beschriebenen positiven Auswirkungen der Biogasgülle auf die Bereiche Boden, Wasser und Klima kaum einen Niederschlag. Es sollte daher zu einer volkswirtschaftlichen Neubewertung der Biogastechnologie im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtungsweise kommen.

Würde dieser Einspareffekt eingerechnet werden, könnten das Betriebsergebnis durch diesen „angesetzten Gewinn“ verbessert werden.

## 12.2 Anhang 2: Anlagenbeispiele

In Kapitel 3.1.4 Vergärungskosten wurden die einzelnen Komponenten für Biogasanlagen dargestellt. Bei Kombination der verschiedenen Komponenten ergeben sich eine Vielzahl an möglichen Anlagensystemen. Die in diesem Kapitel dargestellten Systeme sollen verdeutlichen, wie komplex die Biogastechnologie trotz teilweiser Standardisierung ist.

Die Deutsche Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) wurde im Rahmen des Projektes „Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich“ mit der Erhebung von Daten beauftragt. Im Zuge dieser Erhebung wurden die folgenden Datenblätter erstellt, die zeigen auf welche unterschiedliche Weise Biogasanlagen konzipiert werden [Weiland et.al. 2003].



## 12.2.1 Einstufiges mesophiles Verfahren

Bei dieser Biogasanlage handelt es sich um ein einstufiges mesophiles Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Entec GmbH. Sie ist seit Dezember 2001 in Betrieb und besteht im Wesentlichen aus einer Güllegrube sowie einem Feststoffeintrag, einem stehenden Reaktor mit 2.500 m<sup>3</sup> Nutzvolumen (Modell BIMA 2500), einem externen 500 m<sup>3</sup>-Gasspeicher und einem offenen, 10.000 m<sup>3</sup> großen Endlager. Täglich werden 110 m<sup>3</sup> Substratmenge über einen Sammelschacht in den Reaktor gefördert. Das Substrat besteht zu ca. 95 % aus Rindergülle, zu 3 % aus Rindermist und zu 2 % aus Maissilage. Das entstehende Biogas wird biologisch entschwefelt und kann in Notfällen über eine Gasfackel verbrannt werden. Der Strom, den das Gas-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 373 kW erzeugt, wird überwiegend ins Netz eingespeist. Die Wärmeenergie dient zum Betrieb des Fermenters und zur Heiz- bzw. Warmwasserbereitstellung für das Wirtschaftsgebäude.

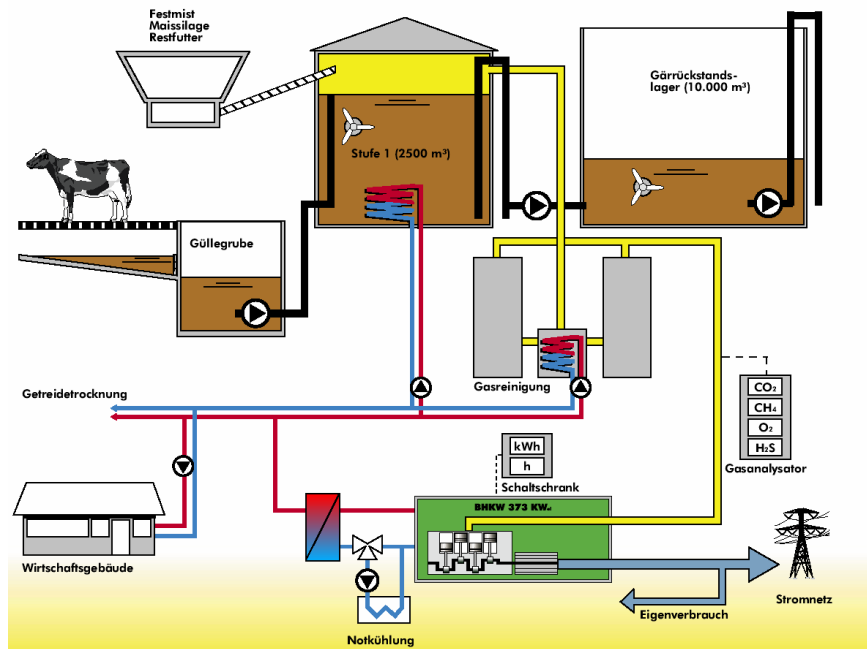


Abbildung 142: Einstufiges mesophiles Verfahren

## 12.2.2 Zweistufiges mesophiles Verfahren mit liegendem Betonfermenter

Das zweistufige mesophile Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Schmack Biogas AG besteht aus einer 120 m<sup>3</sup>-Mischgrube, einem liegenden, 260 m<sup>3</sup> großen Betonfermenter mit Feststoffeintrag (Schneckensystem) und einem stehenden, 1.000 m<sup>3</sup> großen Nachgärer mit Gasspeicher. Der Gärückstand wird in ein 1.500 m<sup>3</sup>- Endlager transportiert, das entfernt von der Anlage steht. Pro Tag werden insgesamt ca. 24 m<sup>3</sup> Substrat in den Reaktor und den Nachgärer gefördert. Davon entfallen ca. 58 % auf Rindergülle, 34 % auf nachwachsende Rohstoffe oder deren Reststoffe und 8 % auf Festmist. Die Rindergülle wird aufgrund der Entfernung zur Hofstelle einmal pro Woche in einem Tankwagen zur Anlage befördert. Über eine Schnecke gelangen die festen Kosubstrate direkt in die erste Stufe. Aus der Mischgrube erfolgt die Einspeisung parallel in beide Stufen. Durch Luftzufuhr in den Nachgärer wird das entstehende Biogas biologisch entschwefelt. Das Gas wird über zwei Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 55 kW verbrannt. Die anfallende Wärme wird derzeit ausschließlich für die Prozessheizung genutzt. In näherer Zukunft ist geplant, sie ebenfalls für die Getreidetrocknung einzusetzen. Der Strom geht zum Großteil ins öffentliche Netz.

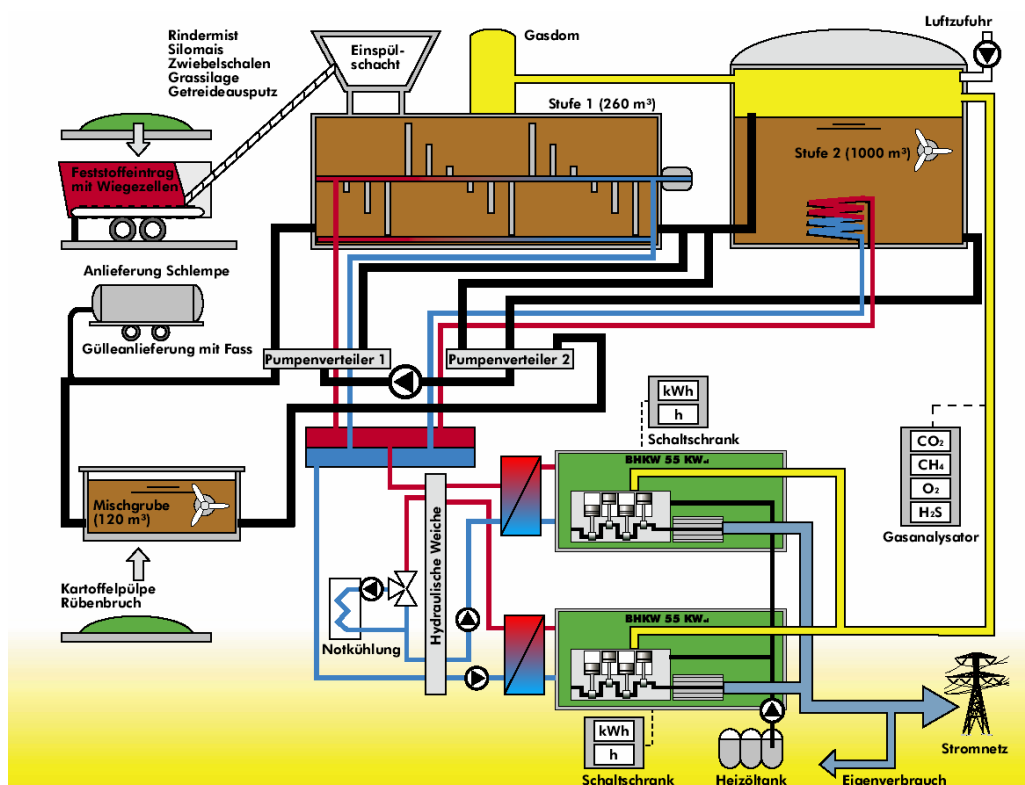


Abbildung 143: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit liegendem Betonfermenter

### **12.2.3 Zweistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit liegendem Stahlfermenter**

Bereits seit 2001 ist das zweistufige Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Archea GmbH in Betrieb. Eine Güllegrube, ein liegender, 200 m<sup>3</sup> großer Stahlfermenter (mesophil) mit Feststoffeintrag (Schneckensystem), ein stehender 350 m<sup>3</sup>-Nachgärer (thermophil) mit Gasspeicher und ein nicht gasdichtes, geschlossenes 250 m<sup>3</sup>-Endlager sind Bestandteile der Anlage.

Ca. 5 m<sup>3</sup> Substrat werden täglich in den Reaktor gefördert, wovon 36 % auf Schweinegülle entfallen und der Rest auf nachwachsende Rohstoffe. Die Beschickung erfolgt teilweise aus einer Vorgube, in der die Gülle aus den Kanälen der Schweinehaltung gesammelt wird. Die festen Substrate gelangen über einen Schneckenförderer in den Prozess.

Durch Lufteinblasung in den Nachgärer erfolgt die Entschwefelung des Biogases auf biologischem Weg. Die Temperaturerhöhung im Nachgärbehälter wird durch eine thermische Desintegration (ThermDes) erreicht. Hier wird der Output der ersten Stufe auf 70 °C erwärmt und in die zweite Stufe gefördert. Für die Gasnutzung steht ein Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 80 kW zur Verfügung. Die bei der Gasverbrennung anfallende Wärme kommt zum einen dem internen Prozess zu Gute und zum anderen der Beheizung von Wohnhaus und Schweinestall. Der Strom, der nicht dem Eigenverbrauch dient, wird ans Netz übergeben.

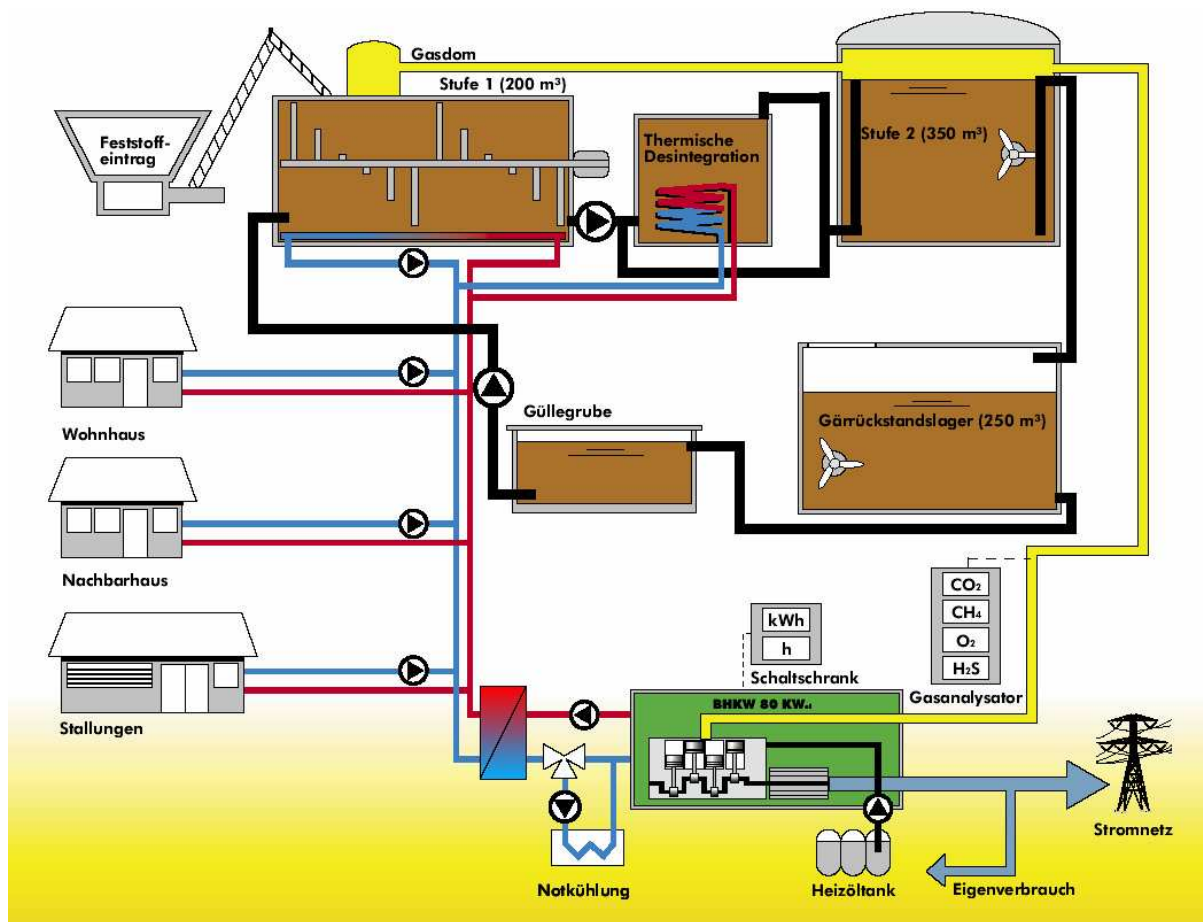


Abbildung 144: Zweistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit liegendem Stahlfermenter

## 12.2.4 Mesophiles Verfahren mit zwei in Reihe geschalteten Fermentern

Hier handelt es sich um ein zweistufiges mesophiles Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Biogas Nord. Die Anlage setzt sich aus einer Güllegrube, zwei stehenden Edelstahltagertanks, einem stehenden, 622m<sup>3</sup> großen Betonfermenter mit Feststoffeintrag (Schneckensystem), einem stehenden 1.106 m<sup>3</sup>-Betonnachgärer mit Gasspeicher und einem offenen 1.200 m<sup>3</sup>-Endlager zusammen.

Die Substratmenge, die alle Stunde in den Reaktor gefördert wird, liegt bei insgesamt 9 m<sup>3</sup>. Mehr als die Hälfte entfällt dabei auf Kosubstrate, 37 % auf Schweinegülle und 7 % auf Hühnerfestmist. Die Flüssigkeiten gehen zwei Wege: Die Gülle läuft in eine Sammelgrube und wird von dort mit Hilfe einer Drehkolbenpumpe in die Fermenter befördert. Die flüssigen Kosubstrate aus den Edelstahltanks werden ebenfalls über eine solche Pumpe befördert. Alle Festsubstrate gelangen über einen Feststoffeintrag ausschließlich in die Stufe 1.

Auch bei dieser Anlage wird das entstehende Biogas durch Luftpfeinblasung in den Reaktor und den Nachgärer biologisch entschwefelt. Über zwei Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 110 kW wird das Gas verbrannt. Wie bei der überwiegenden Zahl aller Anlagen geht der Großteil des Stroms zu EEG-Konditionen ins öffentliche Netz.

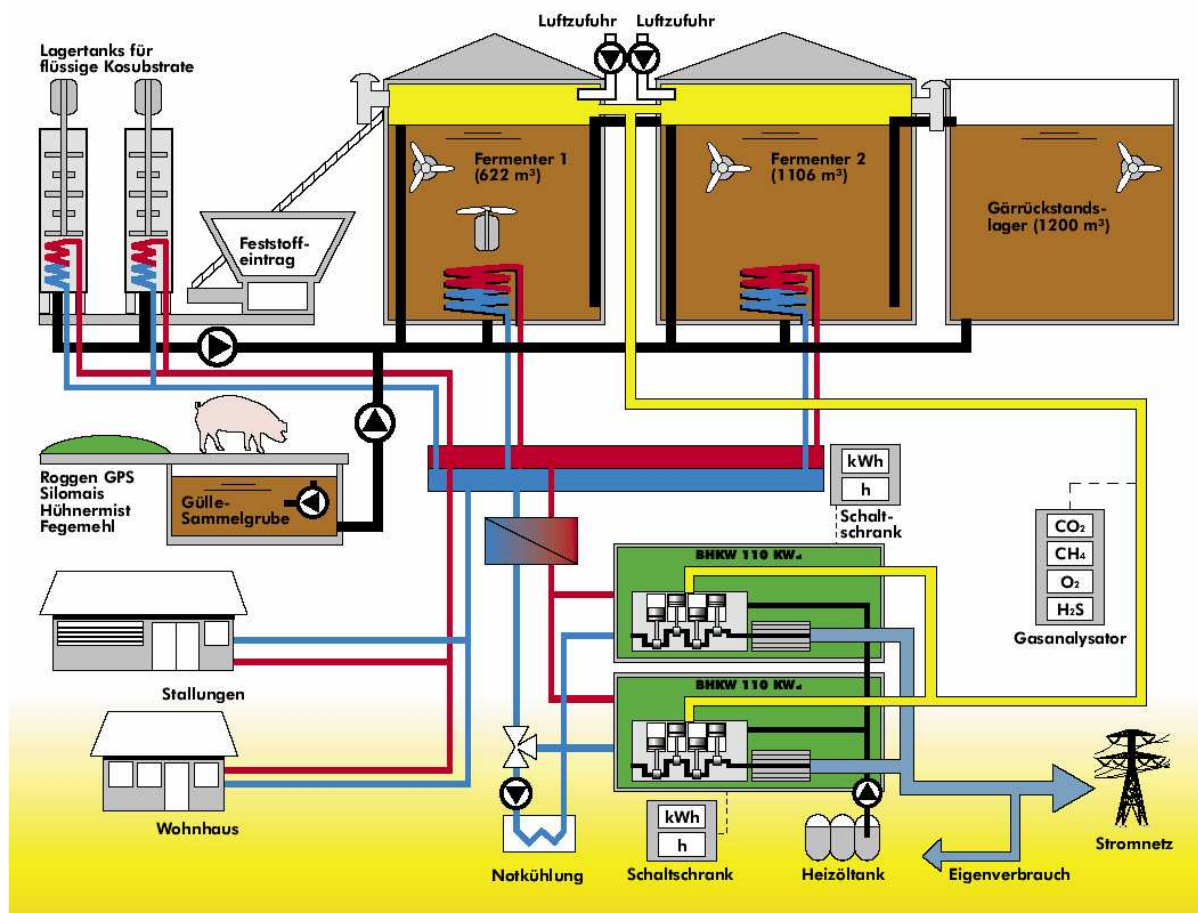


Abbildung 145: Mesophiles Verfahren mit zwei in Reihe geschalteten Fermentern

## 12.2.5 Zweistufiges mesophiles Verfahren mit paralleler Fetteinspeisung

Die Biogasanlage von Biogas Weser-Ems ist seit 2000 in Betrieb und besteht im Wesentlichen aus einer Fett- und einer Güllegrube (Mischgrube) mit jeweils 100 m<sup>3</sup>, einem stehenden, 655 m<sup>3</sup> großen Betonfermenter, einem stehenden 855 m<sup>3</sup>-Betonnachgärer mit Gasspeicher und einem offenen 770 m<sup>3</sup>-Endlager. Von den 22 m<sup>3</sup> Gesamtsubstratmenge, die pro Tag in den Reaktor gefördert werden, machen allein ca. 55 % Flotatfett aus. Weitere 32 % entfallen auf Rinder- und Schweinegülle, 10 % auf Silomais und 3 % auf Hühnerfestmist. Aus der Anmischgrube erfolgt der Eintrag des Substrates kontinuierlich nur in die Stufe 1.

Hingegen werden die Flotatfette täglich in gleicher Menge beiden Reaktoren zugeführt. Bei diesem Verfahren wird das Biogas chemisch im Reaktor entschwefelt. Das im Flotatfett vorhandene Eisen (III) kommt dabei als Flockungshilfsmittel zum Einsatz. Das Flotatfett wird bereits hygienisiert angeliefert. Die Verbrennung des Gases findet über zwei Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 160 kW statt. Die elektrische Energie wird nach Abzug des Eigenverbrauchs ins Netz eingespeist.

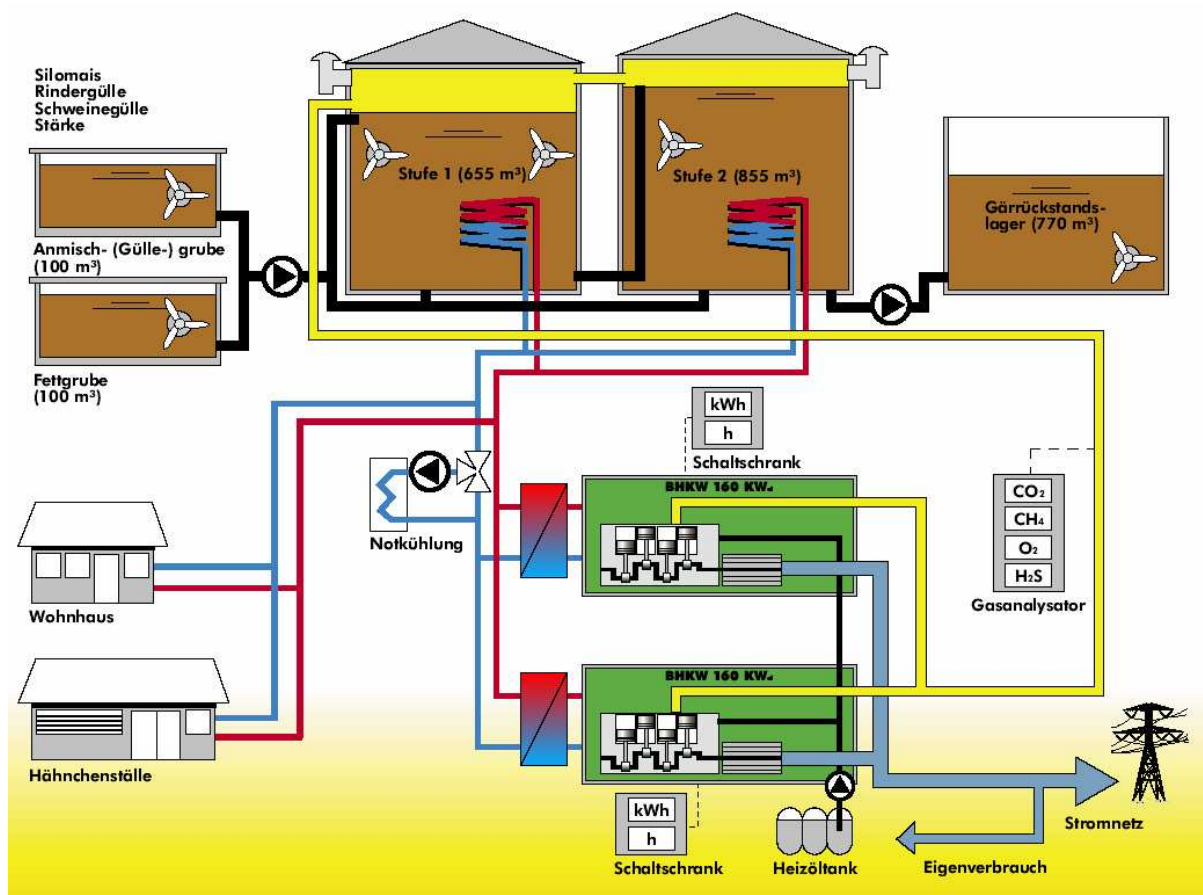


Abbildung 146: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit paralleler Fetteinspeisung

## 12.2.6 Dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit chemischer Entschwefelung

Die Firma Euro-Biogas hat eine dreistufige Nassvergärungsanlage gebaut, die seit 2001 läuft. Drei Annahmegruben von jeweils 120 m<sup>3</sup>, zwei stehende, jeweils 708 m<sup>3</sup> große Betonfermenter (Stufe 1 mesophil, Stufe 2 thermophil), die parallel betrieben werden, ein gasdichter 2.000 m<sup>3</sup>-Nachgärer mit Gasspeicher und ein zusätzlicher externer 300 m<sup>3</sup>-Foliengasspeicher bestimmen das System.

Im Tagesrhythmus werden insgesamt ca. 21 m<sup>3</sup> Substrat in die Reaktoren gefördert. Neben 15 % Silomais und 4 % Rindergülle besteht der Rest aus weiteren Kosubstraten. Zum Anmischen werden die Substrate je nach Notwendigkeit mit Rezikulat aus dem Endlager verdünnt. Beide Reaktoren werden über eine Pumpe aus den Gruben mit Substrat versorgt. Das Biogas wird chemisch entschwefelt. Dies erfolgt über die Zugabe von Eisen (II) in einer der Annahmegruben. Für die Gasverwertung steht ein Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 320 kW zur Verfügung. Der erzeugte Strom, wird überwiegend zu EEG-Konditionen ins Netz gespeist. Die Wärme wird lediglich für den Biogasprozess genutzt.

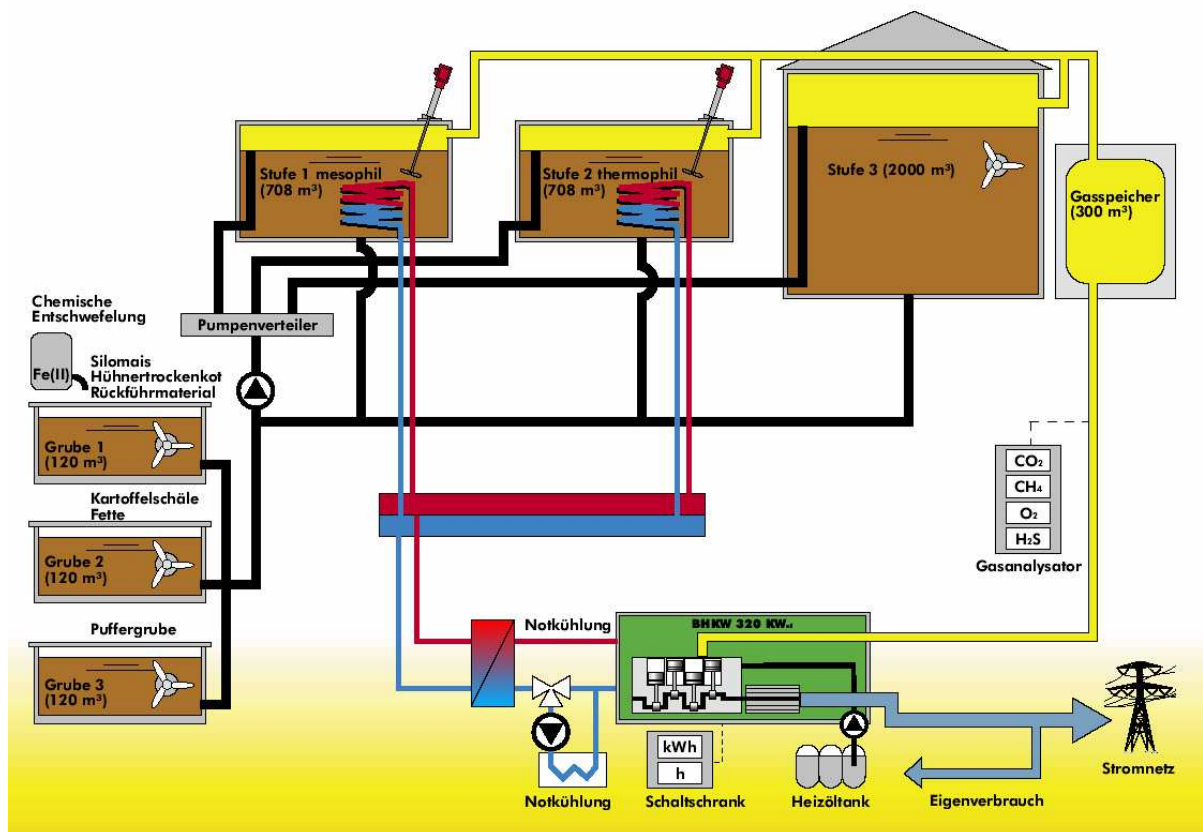


Abbildung 147: Dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren mit chemischer Entschwefelung

## 12.2.7 Zweistufiges mesophiles Verfahren mit integrierter Hygienisierung

Die Biogasanlage des Anlagenbauers Lipp zeichnet sich durch eine integrierte Hygienisierungseinheit (Pasteurisierung) aus. Zudem besteht das zweistufige mesophile Nassvergärungsverfahren aus einem 100 m<sup>3</sup>- Wiege-Mischbehälter, zwei stehenden, 789 m<sup>3</sup> großen Edelstahlfermentern, die parallel betrieben werden und zwei nicht gasdicht geschlossenen, jeweils 2.000 m<sup>3</sup> großen Endlagern.

Die 23 m<sup>3</sup> Substrat, zusammengesetzt aus 33 % Wasser, 26 % Schweinegülle und 41 % Kosubstraten, werden täglich über verschiedene Wege dem Wiege-Mischbehälter zugeführt und von dort mit einer Excenterschneckenpumpe auf die beiden Fermenter verteilt.

Die Gasreinigung erfolgt über eine externe biologische Entschwefelung mit einem nachgeschalteten Aktivkohlefilter. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Luft in den Gasraum zu fördern und bei Bedarf Eisen-(III)-Chlorid zuzusetzen. Die Verbrennung erfolgt in einem Gas-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 550 kW. Der Hauptanteil des produzierten Stroms gelangt ins Netz.

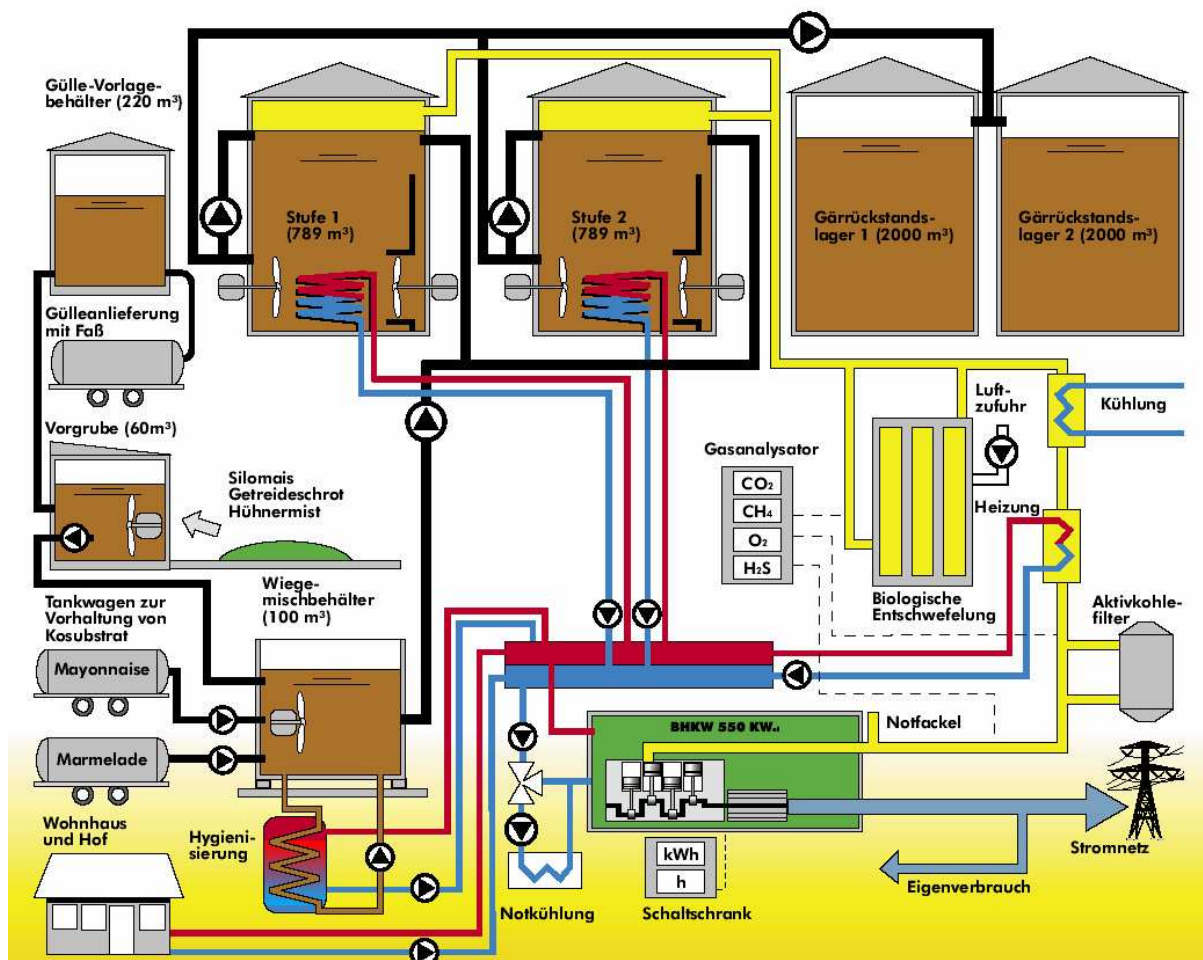


Abbildung 148: Zweistufiges mesophiles Verfahren mit integrierter Hygienisierung



## **12.2.8 Dreistufiges thermophiles Verfahren mit möglicher Hygienisierung**

Das mehrstufige thermophile Nassvergärungsverfahren von MT Energie GmbH ermöglicht es, den 255 m<sup>3</sup> großen Hydrolyse-Mischbehälter mit Feststoffeintrag (Schneckensystem) auch zur Hygienisierung zu nutzen. Für die Vergärung stehen zwei in Reihe geschaltete, 1.870 m<sup>3</sup> bzw. 2.244 m<sup>3</sup> große Fermenter zur Verfügung. Durch ein gasdichtes 2.400 m<sup>3</sup>-Endlager kann das dort entstehende Biogas ebenfalls noch der Verbrennung zugeführt werden. Jeden Tag werden insgesamt ca. 43 m<sup>3</sup> Substrat in den Hydrolyse-Mischbehälter gefördert. Die Feststoffe wie Silomais mit 35 % und andere Kosubstrate wie zum Beispiel pasteurisierte Speisereste und Grassilage mit 28 % gelangen über einen umgebauten Futtermischwagen immer in die erste Stufe. Die flüssigen Substrate Rinder- bzw. Schweinegülle (38 %) werden direkt aus den Kanälen der Ställe in die Stufe 1 gepumpt. Bestimmte Pumpenlaufzeiten regulieren die zuzuführende Menge.

Das entstehende Biogas wird durch eine Lufteinblasung in die Reaktoren und das Endlager biologisch entschwefelt. Drei Zündstrahl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von zweimal 250 kW und einmal 55 kW verbrennen das nutzbare Gas. Der dabei entstehende Strom wird größten Teils an das öffentliche Netz abgegeben.

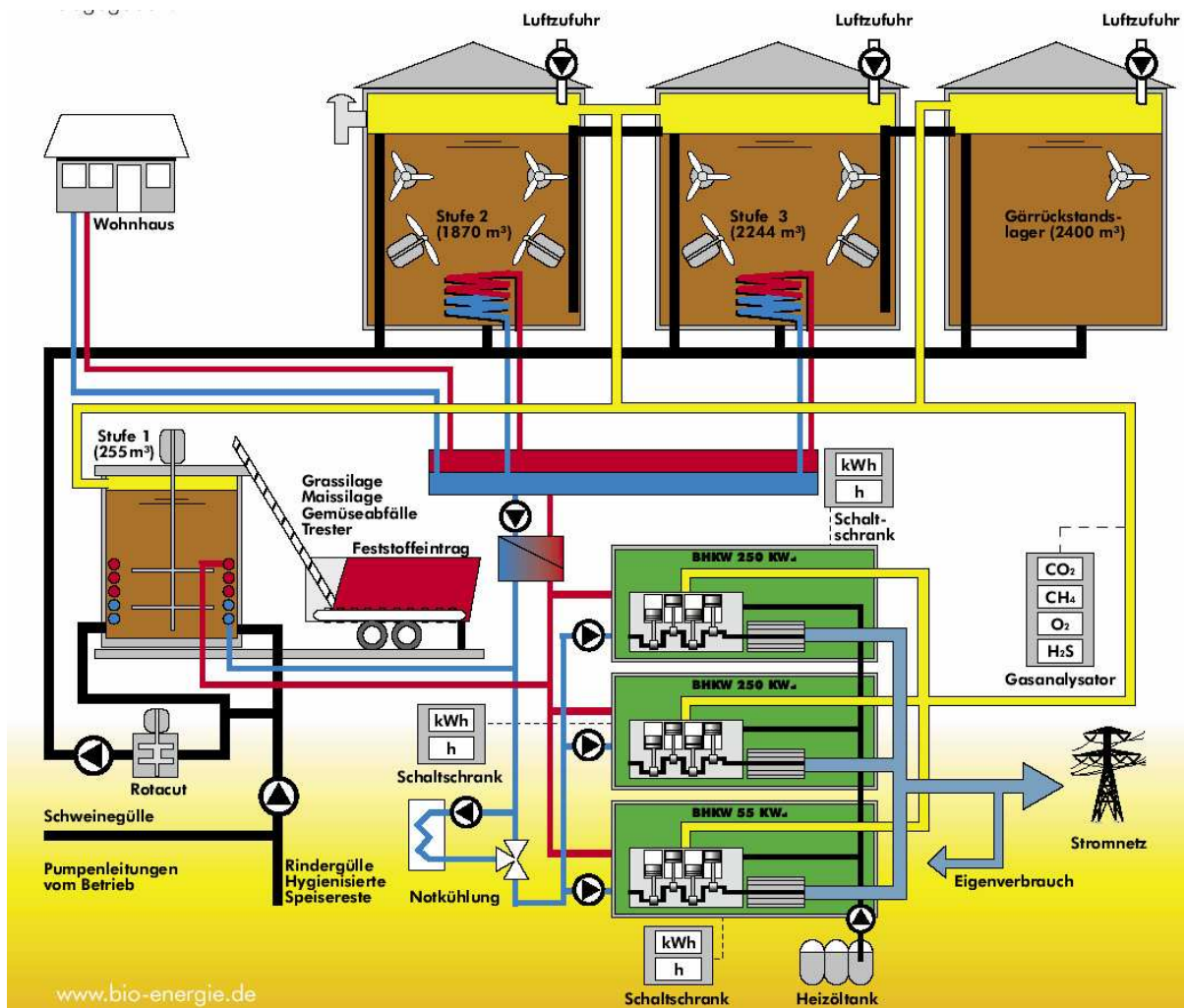


Abbildung 149: Dreistufiges thermophiles Verfahren mit möglicher Hygienisierung



## 12.2.10 Einstufiges mesophiles Verfahren mit drei Fermentern in Parallelschaltung

Bei dieser Biogasanlage handelt es sich um ein einstufiges mesophiles Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Hochreiter. Die Biogasanlage ist seit 2000 in Betrieb und besteht hauptsächlich aus einem Verteilerbehälter, drei stehenden großen parallelgeschalteten Fermentern von insgesamt 1.530 m<sup>3</sup>, einem externen 200 m<sup>3</sup>-Foliengasspeicher und einem Nachgärer mit 650 m<sup>3</sup> Volumen.

An jedem Tag gelangen insgesamt ca. 17 m<sup>3</sup> Substrat in die Fermenter. Ein wesentlicher Bestandteil des Substrats ist der nachwachsende Rohstoff Silomais mit ca. 55 %. Weitere 30 % entfallen auf Hühnerfestmist, 11 % auf Wasser und ein geringer Anteil von 4 % auf Kartoffelpülpe als Kosubstrat. Mais und Hühnermist werden über einen Einfüllstutzen direkt in den ersten Fermenter eingegeben und dort mit Wasser verdünnt. Auch hier kommt es zu einer biologischen Entschwefelung des Biogases durch das Einblasen von Luft in die Reaktoren und das Endlager. Das produzierte Gas verbrennt über ein Zündstrahl- und ein Gas-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von je 150 kW. Der erzeugte Strom dient dem Eigenverbrauch der Biogasanlage, der überwiegende Rest wird ins Netz eingespeist. Mit der entstehenden Wärme wird der Vergärungsprozess realisiert und das Wohnhaus beheizt.

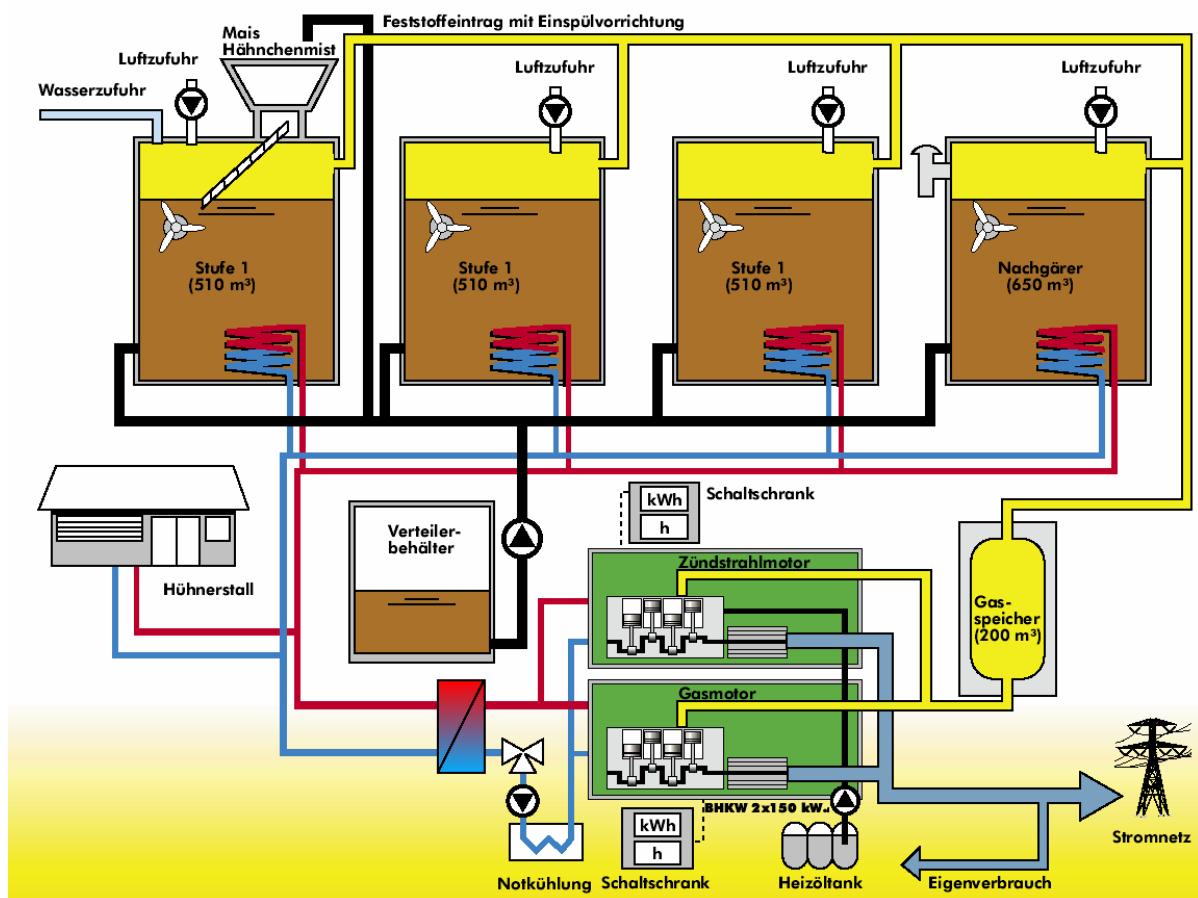


Abbildung 151: Einstufiges mesophiles Verfahren mit drei Fermentern in Parallelschaltung

### 12.2.11 Einstufiges mesophiles Verfahren mit Rechteck-Fermenter

Das einstufige mesophile Nassvergärungsverfahren des Anlagenbauers Hochreiter zeichnet sich durch einen stehenden, 390 m<sup>3</sup> großen Rechteck-Fermenter aus. Das bei der Vergärung gewonnene Gas gelangt in einen externen 200 m<sup>3</sup>-Foliengasspeicher. Der Gärückstand sammelt sich in drei nicht gasdicht geschlossenen Endlagern mit insgesamt 530 m<sup>3</sup> Volumen. Dem Reaktor vorgeschaltet ist eine Vorgrube. Von den 6 m<sup>3</sup> täglich zugeführtem Substrat kommen die 91 % Rindergülle aus der Vorgrube in den Fermenter. Die restlichen 9 % feste Kosubstrate werden über einen Einfüllstutzen direkt in den Fermenter eingegeben und dort mit Rindergülle aus der Vorgrube verdünnt.

Auch in dieser Anlage wird das Biogas durch Lufterinblasung in den Reaktor biologisch entschwefelt. Die Nutzung des Gases erfolgte in der ersten Hälfte der Datenerhebung über ein Benzin-BHKW mit einer installierten Leistung von 18 kW und in der zweiten Hälfte der Messungen ein Gas-BHKW mit 37 kW. Das was dabei an Strom produziert wird, gelangt nach Abzug des Eigenbedarfs ins Netz. Mit der Abwärme wird eine Holz Trocknungsanlage mit Energie versorgt.

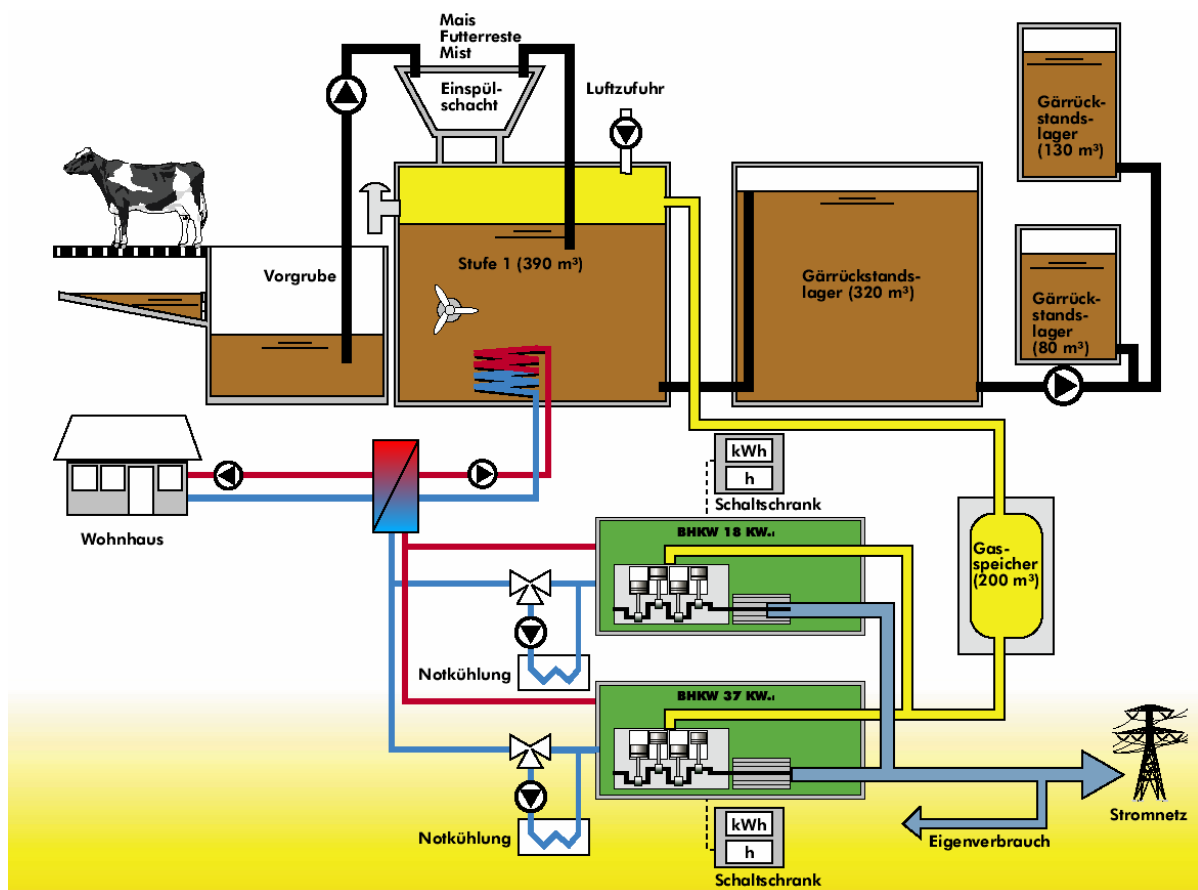


Abbildung 152: Einstufiges mesophiles Verfahren mit Rechteck-Fermenter

### 12.2.12 Dreistufiges mesophiles Verfahren mit zwei liegenden Fermentern

Die Firma Novatech hat ein dreistufiges mesophiles Nassvergärungsverfahren entwickelt, das bereits seit 1999 betrieben wird. Der Kern der Anlage sind zwei liegende 190 m<sup>3</sup>- und 205 m<sup>3</sup>-Stahltanks (Fermenter 1 und 2) und ein stehender 840 m<sup>3</sup>-Betonbehälter (Fermenter 3), ein externer 240 m<sup>3</sup>-Gasspeicher und ein offenes Endlager mit 1.210 m<sup>3</sup> Volumen. Der Feststoffeintrag erfolgt über ein Schneckensystem aus einer Güllegrube. Die Tagesmenge an Substrat, die in den ersten Fermenter gefördert wird, beträgt insgesamt ca. 15 m<sup>3</sup>. Das Substrat besteht zu 40 % aus Rindergülle, zu 34 % aus Schweinegülle, zu 20 % aus Hühnergülle und noch zu weiteren 6 % aus Silomais.

Das gewonnene Biogas wird im dritten Fermenter zusammengeführt und dort durch das Einblasen von Luft biologisch entschwefelt. Ein Gas-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 75 kW erzeugt einerseits den Strom für den Betrieb der Biogasanlage, wobei der überwiegende Teil ins öffentliche Netz eingespeist wird und andererseits die Wärme für drei Wohnhäuser. Betreiber der Anlage sind drei Landwirte, die sich hierfür zusammengeschlossen haben.

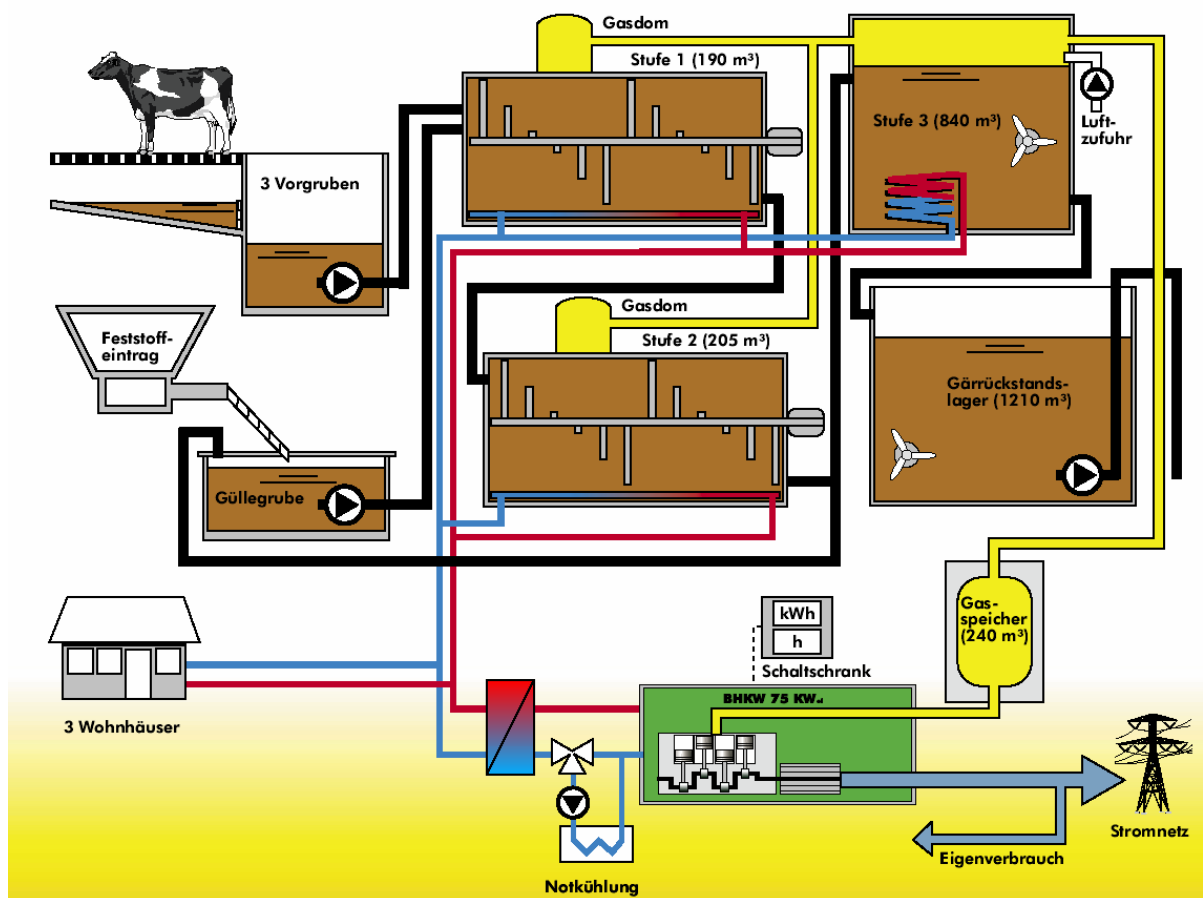


Abbildung 153: Dreistufiges mesophiles Verfahren mit zwei liegenden Fermentern

## 12.3 Anhang 3: Verlegeanleitung für Kunststoffrohre der Fa. PIPELIFE

Um einen Überblick über das Ausmaß der technischen Anforderungen bzw. dem damit verbundenen Arbeitsaufwand für die Verlegung einer Anschlussleitungen in Eigenregie zu bieten, soll in diesem Anhang beispielhaft die Richtlinien der Firma PIPELIFE für die Verlegung der Rohre angeführt werden [PIPELIFE 1989]. Diese Richtlinie basiert auf der ÖVGW-Richtlinie G 52/ Teil 2, die den Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff detailliert regelt.

### 12.3.1 Allgemeines

Die technischen Richtlinien der Fa. PIPELIFE gelten für das Verlegen von SALEN-GP-Gasrohren und dazugehörige Formstücke aus PE hart - Typ 2 (MDPE) nach ÖNORM B 5192 zur Fortleitung von in ÖVGW-Mitteilung G 31 angegebenen Brenngasen in erdverlegten Leitungen mit einem Betriebsdruck bis maximal 4 bar nach ÖVGW-Richtlinie G 52/Teil 2. Für die Ausführung von Verlege- und Schweißarbeiten von SALEN-G P-Gasrohren und -Rohrleitungsteilen sind nur Personen heranzuziehen, welche eine einschlägige Ausbildung und Prüfung gemäß ÖNORM M 7862 bzw. ÖVGW-Richtlinie G 52/Teil 3 in der entsprechenden Schweißart nachweisen können. Als Nachweis gilt eine Bescheinigung einer behördlich anerkannten Ausbildungs- und Prüfungsstelle oder eines Ziviltechnikers eines einschlägigen Fachbetriebes. Eine Rohrlegerprüfung nach ÖVGW-Richtlinie G 52/ Teil 3 und Registrierung ist ebenfalls nachzuweisen. Bei den Verlegearbeiten sind u.a. die Unfallverhütungsvorschriften der Arbeitsinspektionen, die Straßenverkehrsordnung und ähnliche Vorschriften zu beachten.

### 12.3.2 Transport und Lagerung

Rohre aus Kunststoff bedürfen beim Transport besonders sorgfältiger Behandlung (z. B. keine Schlagbeanspruchung). Rohre und Rohrleitungsteile sind mit geeigneten Fahrzeugen zu befördern und fachgerecht auf- und abzuladen. Rohre und Rohrleitungsteile sollen während des Transportes über ihre gesamte Länge voll aufliegen. Der Transport und die Lagerung der Rohre und Rohrleitungsteile ist so vorzunehmen, dass eine Beschädigung (z. B. durch spitze Gegenstände, Steine u. ä. m.) sowie eine Verschmutzung der Innenseite der Rohre verhindert wird. Ein Ziehen oder Schleifen der Rohre über den Boden ist zu vermeiden. Eventuelle Riefen und Kratzer dürfen nicht tiefer als 10% der Rohrwanddicke sein.

Bei der Lagerung der Rohre ist darauf zu achten, dass keine unzulässigen Verformungen eintreten. Rohrstapel auf der Baustelle dürfen nicht höher als 1,0 m sein. Sie sind seitlich zu sichern. Der Lagerplatz soll eben sein, um die Auflage der ganzen Rohrlänge zu ermöglichen. Die Ringbunde sollen möglichst liegend gelagert werden. Bei längerer Lagerung im Freien - in der Regel nicht länger als zwei Jahre - sind die Rohre vor unmittelbarer Sonnenbestrahlung und vor Berührung mit PE-schädigenden Medien (z. B. Kraftstoff, Öl, Lösungsmittel u. a.) zu schützen.

### 12.3.3 Rohrgraben

Der Rohrgraben ist so anzulegen und auszuheben, dass die Rohrleitungen mindestens 1,0 m, jedoch maximal 4,0 m überdeckt sind (siehe nachfolgende Abbildung 154). An örtlich begrenzten Stellen (Gehwege, Vorgärten usw.) darf die Oberdeckung ohne besondere Schutzmaßnahmen bis 0,8 m verringert werden.

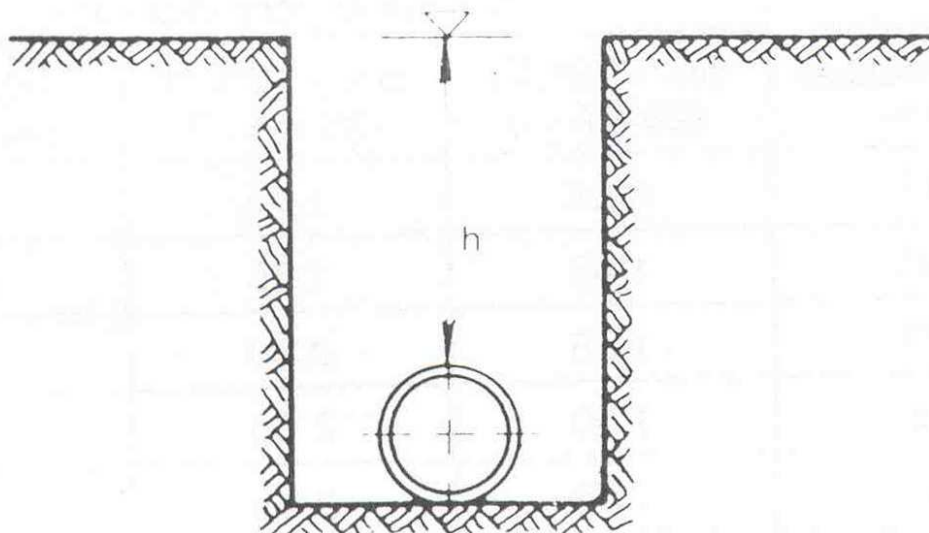


Abbildung 154: Mindestüberdeckung:  $h = 0,8-1,0$  m je nach topographischen und klimatischen Gegebenheiten

Bei Unterschreitung dieser Mindestüberdeckung sind vom Verteilnetzbetreiber geeignete, der geforderten Mindestüberdeckung gleichwertige, Schutzmaßnahmen zu treffen, die bei MD-Leitungen der Zustimmung der zuständigen Behörden bedürfen. Die Breite der Künettensohle ist abhängig vom Rohrdurchmesser und soll mindestens  $A \varnothing + 40$  cm betragen. Wenn in der Künette keine Arbeiten durchgeführt werden müssen, z. B. bei Verlegung von Hausanschlussleitungen oder der Verlegung von außerhalb des Rohrgrabens geschweißten SALEN-GP-Rohrleitungen, kann die oben angeführte Künettbreite auf  $A \varnothing + 20$  cm verringert werden. Zum Setzen von GP-Anbohrschellen für PE-Hausanschlussleitungen muss über der Hauptleitung ein Kopfloch von mindestens  $1,0 \times 1,0$



m hergestellt und die Hauptleitung selbst im Bereich der Schweißsteile um ca. 20 cm untergraben werden.

Die Rohrgrabensohle ist so auszuführen, dass die Rohrleitung über die gesamte Länge mit Ausnahme der Vertiefungen bei den Verbindungsnahten aufliegt. Die Grabensohle muss aus tragfähigem, steinfreiem Untergrund bestehen, der nicht aufgelockert werden darf. Dennoch aufgelockerter, bindiger Boden ist vor der Verlegung der Rohrleitung bis zur Tiefe der Auflockerung auszuheben und durch nicht bindiges, steinfreies Material zu ersetzen und zu verdichten. Auf diesem so vorbereiteten Untergrund ist eine mindestens 10 cm starke Schicht aus Sand oder steinfreiem, nicht bindigem Material aufzubringen und mit geeigneten Geräten zu verdichten. In felsigem oder steinigem Untergrund ist der Rohrgraben tiefer auszuheben und dieser Mehraushub durch eine nicht bindige, steinfreie Schicht zu ersetzen und zu verdichten. Diese Schicht muss eine Mindeststärke von 15 cm haben. Die nachfolgende Abbildung 155 verdeutlicht nochmals die vorschriftsmässige Verlegung unter den oben beschriebenen Bedingungen.

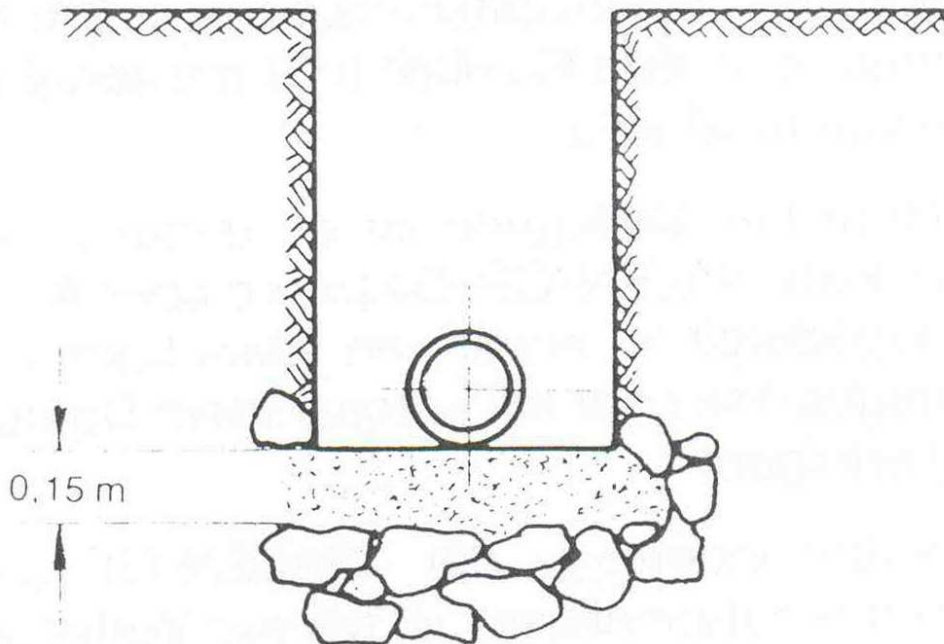


Abbildung 155: Rohrverlegung bei steinigem Untergrund (Bei felsigem oder steinigem Untergrund ist eine 0,15 m starke steinfreie Schicht erforderlich)

Bei wechselnden Schichten und damit verbundenen Tragfähigkeitsänderungen der Grabensohle ist an den Übergangsstellen eine genügend lange Feinkies- oder Sandaufschüttung (Länge mindestens  $10 \times A_0$ ) vorzusehen. Während der Bauzeit ist der Rohrgraben, so fern erforderlich, durch Dränung, Grundwasserabsenkung oder andere Verfahren trocken zu halten. Bei Verwendung von Oberschubrohren - z. B. bei Bohrungen - ist der Einbau von Gleitkufen im Abstand von max.  $20 \times A_0$  für die Festlegung der Lage der Gasrohre im Oberschubrohr erforderlich.

Rohrverbindungen im Bereich der Oberschubrohre sind weitgehendst zu vermeiden. Die Enden der Oberschubrohre sind - um ein Eindringen von Sandbettungsmaterial oder Wasser zu vermeiden - dicht abzuschließen. Gasrohrleitungen aus Polyäthylen dürfen in Erdbohrungen auch ohne Oberschubrohre verlegt werden (bis max. A0 63 mm), die Verwendung von Oberschubrohren wird jedoch empfohlen. Für die Abstände von SALEN-GP-Gasrohrleitungen gegenüber anderen Einbauten gilt die ONORM B 2533 bzw. die OVE L 20.

### 12.3.4 Verlegung

Es wird empfohlen, SALEN-GP-Gasrohre bei Außentemperaturen unter 0° C nicht - oder nur unter Anwendung besonderer zusätzlicher Maßnahmen - zu verlegen. Außentemperaturen unter 0° C führen zur merklichen Erhöhung des Elastizitätsmoduls von SALEN-GP-Gasrohren, d. h. ihre Flexibilität ist mit abnehmender Temperatur rückläufig. Bei winterlicher Verlegung ist es daher notwendig, aufgewickelte SALEN-GP-Gasrohre über A0 63 mm nach Möglichkeit zu erwärmen. Dies kann z. B. mit Warmluftgebläse oder mit entspanntem Dampf (max. 100° C) erfolgen. Die Längenänderung der SALEN-GP-Gasrohre durch Temperatureinflüsse ist bei der Verlegung entsprechend zu berücksichtigen. Alle Rohre und Rohrleitungsteile sind vor dem Verlegen zu säubern und visuell auf Beschädigungen (z. B. Kerben, Kratzer etc.) zu prüfen. Das Abwickeln von SALEN-GP-Gasrohren von Trommeln oder Ringbunden muss so erfolgen, dass die Rohre dabei weder gedrückt noch verdreht werden. Bei Richtungsänderungen in der Rohrtrasse können SALEN-GP-Gasrohre unter Ausnützung der Elastizität des Rohrwerkstoffes auch ohne Erwärmung im Zuge der Rohrverlegung gebogen werden.

Die Bearbeitung der SALEN-GP-Gasrohre auf der Baustelle beschränkt sich auf das Ablängen und auf die Bearbeitung der Rohrenden entsprechend der vorgesehenen Verbindungsart. Zur Vermeidung elektrostatischer Aufladungen ist beim Trennen von gasführenden Leitungen aus Polyäthylen die Rohroberfläche an der Arbeitsstelle nass zu halten. Sofern die Temperatur der Rohrleitung infolge direkter Sonnenbestrahlung wesentlich über der Rohrgrabentemperatur liegt, ist die Rohrleitung zur Erreichung einer spannungsarmen Verlegung vor dem endgültigen Wiederverfüllen des Rohrgrabens mit steinfreiem, nicht bindigem Material abzudecken. Dabei ist auf Längenänderung der Leitung als Folge von Temperaturdifferenzen zu achten. Bis zur Wiederverfüllung des Rohrgrabens ist die Rohrleitung gegen Auftrieb zu sichern (z. B. ankegeln).

### 12.3.5 Rohrverbindungen

Alle Verbindungen sind so weitgehend wie möglich spannungsfrei durchzuführen. Spannungen, die sich aus Temperaturdifferenzen zwischen Verlegung und Betriebszustand ergeben können, sind durch geeignete Maßnahmen möglichst klein zu halten. Es sind Schweiß-, Flansch- und Klemmverbindungen zur längskraftschlüssigen Verbindung zulässig.

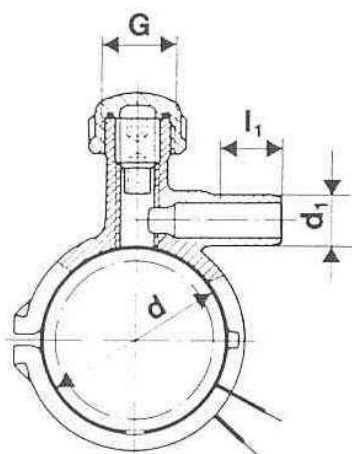
Schweißarbeiten dürfen nur von **ausgebildeten Kunststoff-Rohrschweißern** und nur unter Verwendung von geeigneten Schweißgeräten vorgenommen werden.

Der Schweißbereich ist vor ungünstigen Witterungseinflüssen (z. B. Regen, Temperaturen unter 0° C, einseitige Erwärmung) - gegebenenfalls durch Schweißzeit - zu schützen. Rohre und Formstücke müssen beim Verarbeiten annähernd die gleichen Temperaturen haben. Flanschverbindungen können entweder mit werkseitig vorgefertigten Flanschrohren oder mit Losflanschen (Metall oder Kunststoff) und Vorschweißbunden oder Bundbuchsen, die bauseits vorgeschweißt werden, ausgeführt werden. Unabhängig von der jeweiligen Ausführungsart der Flanschverbindung sind die bekannten Montagemerkmale, wie z. B. fluchtgerechtes Rohrverlegen und möglichst gleichmäßiges Anziehen der Schrauben, zu beachten.

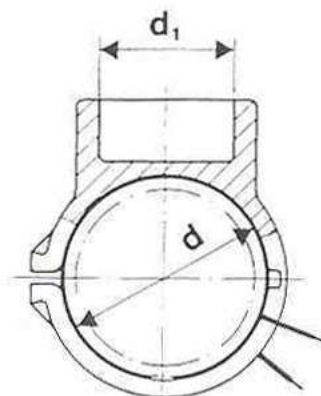
### 12.3.6 Hausanschlüsse

Um eine Analogie für einen Anschluss an eine Übergabestation herleiten zu können, soll in diesem Kapitel auch der Anschluss an ein Haus aufgezeigt werden. Abgänge für Hausanschlussleitungen A  $\varnothing > 63$  mm sind mittels T -Stück herzustellen. Abgänge für Hausanschlussleitungen A  $\varnothing < 63$  mm dürfen nur mit besonders konstruierten Anbohrarmaturen (Anbohrschelle) hergestellt werden. Die Anbohrschellen müssen das SALEN-GP-Gasrohr voll umschließen und ein Anbohren unter Gasdruck ermöglichen. Die Anbohrschelle ist über den vollen Umfang zu verschweißen. Das Anbohren von Rohrleitungen aus SALEN-GP-Gasrohren über eine Anbohrschelle ist mit einem Fräser, der ein Hineinfallen der ausgefrästen Scheibe und Späne in die Rohrleitung verhindert, vorzunehmen.

GPE-ABI Breite 90 mm



GPE-MUSCH Breite 90 mm



Maximaler Anbohrdurchmesser:

Hauptleitung A $\varnothing$ 63-75 mm:	max. Anbohrdurchmesser 20 mm
Hauptleitung A $\varnothing$ 90 mm:	max. Anbohrdurchmesser 32 mm
Hauptleitung A $\varnothing$ 110-225 mm:	max. Anbohrdurchmesser 40 mm

Abbildung 156: Anbohrschelle GPE-ABI bzw. Muffenschelle GPE-MUSCH

Bei Hausanschlussleitungen muss der Übergang auf ein Stahlrohr entweder vor der Hausaußenwand oder unmittelbar an der Innenseite dieser Wand erfolgen. Erfolgt der Übergang auf ein Stahlrohr an der Innenseite der Hausaußenwand, ist für die Mauerdurchführung unbedingt ein Oberschubrohr aus Stahl, welches direkt mit dem Übergangsfitting verbunden ist, zu verwenden.

Zur Verhinderung von unzulässigen Beanspruchungen durch Biegespannungen im Bereich des Abganges von Hausanschlussleitungen, bedingt durch Setzungen des Verfüllmaterials des Rohrgrabens, wird empfohlen, die Muffenverbindung der Hausanschlussleitung mit der Anbohrschelle durch ein mindestens 25 cm langes, auf den Abgang der Anbohrschelle passendes Schutzrohr vor diesen Beanspruchungen zu schützen. Das Ende des Schutzrohres muss gegen Eindringen der Sandbettung verschlossen werden. Die nachfolgende Abbildung 157 zeigt ein Beispiel eines möglichen Hausanschlusses.

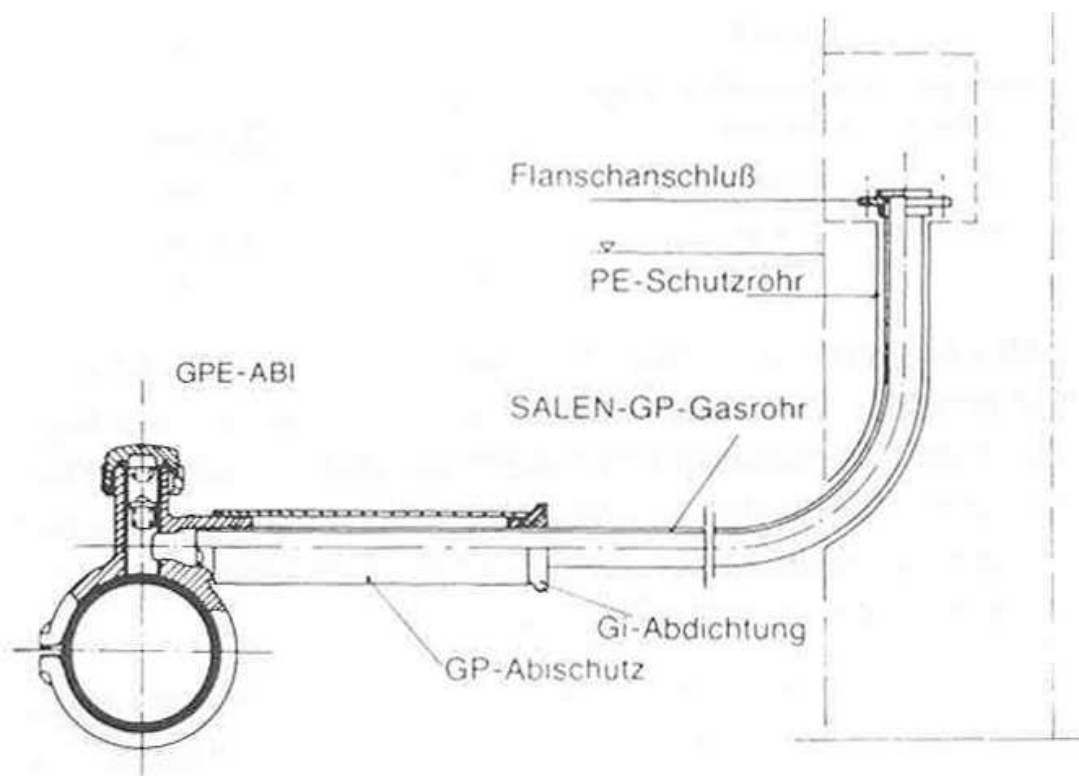


Abbildung 157: Hausanschluss

Müssen metallische Verbindungsteile oder Armaturen gegen Korrosion geschützt werden, so dürfen heiße - sowie lösungsmittelhaltige kalte - Isolierstoffe mit dem SALEN-GP-Gasrohr nicht in Berührung kommen. Bei Verwendung von Dicht- oder Schutzmitteln, die kunststoffangreifende Substanzen enthalten (siehe DIN 16934), müssen SALEN-GP-Gasrohre gegen unmittelbare Berührung mit diesen mittels einer für diese undurchlässige Umhüllung geschützt werden. An Verbindungsstellen ist der Korrosionsschutz- im Regelfall erst nach erfolgter Druckprüfung vorzunehmen und anschließend mittels geeigneter Geräte einer Isolationsprüfung zu unterziehen.

### **12.3.7 Prüfung auf Dichtheit**

Jede Erdgasleitung muss vor Inbetriebnahme einer Druckprüfung mit Luft oder inertem Gas unterzogen werden. Die Verwendung von Sauerstoff ist dabei untersagt.

#### **12.3.7.1 Niederdruckleitungen bis 100 mbar**

Die Prüfung auf Dichtheit von Niederdruckleitungen aus SALEN-GP-Gasrohren erfolgt durch zwei nacheinander durchzuführende Prüfungen (Vorprüfung und Dichtheitsprüfung).

##### **12.3.7.1.1 Vorprüfung:**

Die Niederdruckleitung aus SALEN-GP-Gasrohren ist nach erfolgter Verlegung sorgfältig mit steinfreiem, nicht bindigem Material - z. B. Sand - gegen Lageveränderung zu beschweren. Hierbei sind sämtliche Verbindungen freizuhalten. Der Prüfdruck bei der Vorprüfung beträgt 1 bar (Oberdruck). Die Einströmtemperatur des Prüfmediums in die Rohrleitung soll zwischen +5° C und +45° C liegen. Nach Erreichen des Prüfdruckes werden alle Verbindungsstellen mit einem gut schäumenden, keine Spannungskorrosion hervorrufenden Mittel abgepinselt. Sollte dabei eine Undichtheit festgestellt werden, ist diese zu beheben und die Vorprüfung zu wiederholen. Im Regelfall wird jede Tagesverlegeleistung einer Vorprüfung unterzogen.

##### **12.3.7.1.2 Dichtheitsprüfung:**

Die Dichtheitsprüfung ist im Anschluss an die Vorprüfung durchzuführen, im Regelfall wird dies meistens nach Fertigstellung einer Netzsektion sein. Dabei muss der Rohrgraben vollständig verfüllt sein. Der Prüfdruck bei der Dichtheitsprüfung beträgt 200 mbar. Die Prüfdauer beträgt mindestens 24 Stunden. Mit der Prüfung darf erst nach erfolgter Temperaturangleichung zwischen Prüfmedium und Erdreich begonnen werden.

Für die Druckmessung ist ein Feinmessmanometer mit einem Messbereich von 0-250 mbar zu verwenden. Die maximal zulässige Leckgas-(Luft-)menge wird durch eine Druckmessung

festgestellt. Bei kurzen Leitungsteilen (bis ca. 100 m) entfällt die Dichtheitsprüfung, jedoch sind alle Verbindungsstellen der beschriebenen Vorprüfung zu unterziehen. Bei Hausanschlüssen, die nachträglich hergestellt werden, erfolgt die Oberprüfung der Verbindungsstellen mit der Hauptleitung auf Dichtheit durch Benetzen der Verbindungsstellen mit einem leicht schäumenden, keine Spannungskorrosion hervorrufenden Mittel unter Betriebsdruck. Der Hausanschluss selbst ist vor dem Anbohren der Hauptleitung mit 1 bar Prüfdruck einer Vorprüfung zu unterziehen.

### **12.3.7.2 Mitteldruckleitungen bis max. 4 bar Betriebsdruck**

Die Prüfungen der Mitteldruckleitungen aus SALENG P-Gasrohren erfolgen durch zwei nacheinander durchzuführende Prüfungen (Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen).

#### **12.3.7.2.1 Festigkeitsprüfung**

Nach erfolgter Verlegung der Mitteldruckleitung ist die Rohrleitung sorgfältig mit steinfreiem Material z. B. Sand - zu beschweren und gegen Lageveränderung zu sichern. Sämtliche Verbindungsstellen (Schweißnähte, Flansche, etc.) sind freizuhalten. Der Prüfdruck bei der Festigkeitsprüfung von Mitteldruckleitungen aus SALEN-GP-Gasrohren muss den maximal zulässigen Betriebsdruck um mindestens 2 bar übersteigen. Ist der maximal zulässige Betriebsdruck 1 bar, so beträgt der Prüfdruck 3 bar. Die Einströmtemperatur des Prüfmediums in die Rohrleitung soll zwischen + SOC und + 4SoC liegen. Nach dem Erreichen des Prüfdruckes werden alle Verbindungsstellen mit einem gut schäumenden, keine Spannungskorrosion hervorrufenden Mittel benetzt. Sollte dabei eine Undichtheit festgestellt werden, so ist diese zu beheben und die Prüfung zu wiederholen.

#### **12.3.7.2.2 Dichtheitsprüfung**

Nach erfolgter Festigkeitsprüfung wird die Dichtheitsprüfung bei vollständig verfülltem Rohrgraben durchgeführt. Im Regelfall wird eine Dichtheitsprüfung erst nach Errichtung einer Netzsektion durchgeführt. Die Dichtheitsprüfung von Mitteldruckleitungen aus SALEN-GP-Gasrohren erfolgt mit dem gleichen Druck wie bei der Festigkeitsprüfung. Zur Druckmessung ist ein Prüfmanometer der Klasse 0,6 zu verwenden. Es wird empfohlen, zusätzlich ein schreibendes Druckmessgerät der Klasse 1, dessen Messbereich ca. dem 1,5 fachen Prüfdruck entspricht, zu verwenden. Es ist eine Beruhigungszeit von mindestens 6 Stunden einzuhalten. Dabei ist der durch das Ausdehnen der Rohrleitung auftretende Druckabfall stündlich zu kompensieren.

Die Prüfdauer beträgt mindestens 24 Stunden. Hausanschlussleitungen, die nachträglich hergestellt werden, sind vor dem Anschluss an die Hauptleitung (Einbindung) einer Festigkeitsprüfung zu unterziehen. Die Prüfung der Anschlussstelle mit der Hauptleitung (Verbindung) auf Dichtheit erfolgt durch Benetzen der Verbindungsstelle mit einem leicht schäumenden, (eine Spannungskorrosion erzeugenden Mittel unter Betriebsdruck. Um die oft beträchtlichen Temperatureinflüsse weitgehend auszuschalten, sind die Dichtheitsprüfungen möglichst so zu legen, dass die Temperatur am Beginn und am Ende der Prüfung annähernd gleich ist.

### **12.3.7.3 Überwachung der Prüfungen**

Die Abnahme der Prüfung von Leitungsanlagen bis zu einem maximalen Betriebsdruck von 100 mbar erfolgt durch das zuständige GVU. Die Prüfung von Leitungsanlagen mit einem maximalen Betriebsdruck zwischen 100 mbar und 4 bar ist durch staatliche oder staatlich autorisierte Versuchsanstalten, Dampfkesselüberwachungsorgane, sowie durch von dem Verteilnetzbetreiber namhaft gemachte und vom Amt der jeweiligen Landesregierung hierfür geeignet befundene und anerkannte Sachkundige abzunehmen. Zeigen sich bei der Dichtheitsprüfung Undichtheiten, so muss die Prüfung unterbrochen und die Leitung entspannt werden. Die Prüfung muss nach vollständiger Beseitigung der Mängel wiederholt werden.

Erfahrungsgemäß zeigen Prüfungen, die gegen geschlossene Schieber ausgeführt werden, im allgemeinen keine einwandfreien Ergebnisse. Es müssen daher zum Abschließen Blindflansche oder Steckscheiben verwendet werden.

### **12.3.7.4 Abnahme der Prüfungen**

Die Leitung gilt als dicht, wenn weder Undichtheiten bei der Vorprüfung bzw. bei der Festigkeitsprüfung noch ein unzulässiger Druckabfall bei der Dichtheitsprüfung festgestellt wurde.

### **12.3.7.5 Prüfbescheinigung**

Über die Prüfungen auf Dichtheit sind Prüfbescheinigungen anzufertigen. In den Prüfbescheinigungen sind festzuhalten:

- genaue Beschreibung der Rohrleitungs-Trasse
- Nennweiten
- Länge der gesamten Rohrleitung (nach ON, Länge und ON der Hausanschlüsse getrennt) sowie genaue Bezeichnung (Straße, Hausnummer, etc.)
- das positive Ergebnis der Prüfungen (Festigkeits- und Dichtheitsprüfung) unter Angabe von Prüfdruck, Druckverlust, Prüfdauer
- Rohrlegerfirma

- Betreiber (GVU)
- Datum der Prüfungen
- Name und Unterschrift des Vertreters der Rohrlegerfirma und des Prüfers

#### **12.3.7.6 Schlussbescheinigung für Mitteldruckleitungen**

In dieser Schlussbescheinigung sind festzuhalten:

- Umfang der betreffenden Leitungsanlagen
- Betreiber (GVU)
- Rohrlegerfirma
- Bescheinigung über Eignungsprüfung sowie Werksprüfungen nach ONORM M 3000 betreffend Rohre und Rohrleitungsteile
- Prüfbescheinigungen
- Zeugnis der geprüften Schweißer
- sonstige - wesentlich erscheinende – Unterlagen wie Pläne, Skizzen, etc.

#### **12.3.8 Verfüllen des Rohrgrabens**

Vor Durchführung der Dichtheitsprüfung ist der Rohrgraben vollständig zu verfüllen. Die in der Künette eingerichtete, satt aufliegende Rohrleitung ist auf der ganzen Länge mit steinfreiem, nicht bindigem Material (Sand) zu unterstopfen und lagenweise sorgfältig bis mindestens 10 cm über dem Rohrscheitel unter ausreichender händischer Verdichtung einzubetten. Die Lage der Rohrleitung darf dabei nicht verändert werden. Dabei ist darauf zu achten, dass in den Kämpferbereichen der Rohrleitung die gleiche Verdichtungswirkung wie im Scheitelbereich erreicht wird, um eine unzulässige Verformung der Rohrleitungen zu vermeiden. Die weitere Rohrgrabenverfüllung hat in Schichten von 30 cm, welche ebenfalls zu verdichten sind, zu erfolgen. In einem Abstand von ca. 50 cm über dem Rohrscheitel ist ein gelbes Warnband mit der Aufschrift "Achtung Gasleitung" zu verlegen. Ab einer Oberdeckung von > 30 cm können auch maschinelle Verdichtungsgeräte verwendet werden: Die nachfolgende Abbildung 158 zeigt eine entsprechende Verfüllung eines Rohrgrabens [PIPELIFE 1989].



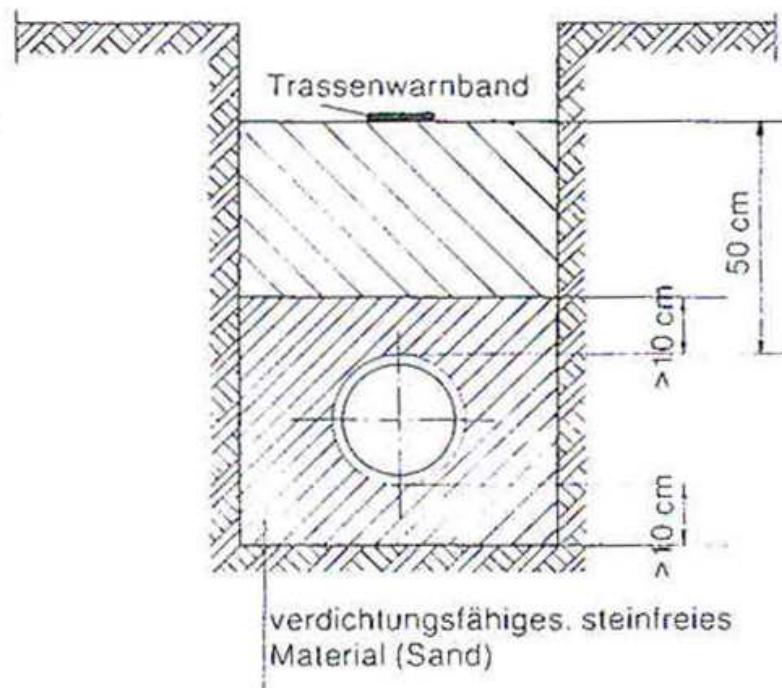


Abbildung 158: Verfüllung eines Rohrgrabens

## 12.4 Anhang 4: Rahmenvereinbarung zwischen Biomasse Schweiz und Gasmobil AG

Die nachfolgend angeführte Rahmenvereinbarung wurde im Juni 2003 zwischen der Biomasse Schweiz und der Gasmobil AG abgeschlossen und regelt die Einspeisung und Vermarktung von Biogas in der Schweiz [Gasmobil 2003].

Rahmenvereinbarung

zwischen

Biomasse Schweiz, c/o Nova Energie GmbH, Châtelstrasse 21, 8355 Aadorf (nachfolgend: Biomasse Schweiz)

und

Gasmobil AG, c/o Gasverbund Mittelland AG, Untertalweg 32, Postfach, 4144 Arlesheim (nachfolgend: Gasmobil)

über die Einspeisung und Vermarktung von Biogas in das schweizerische Erdgasnetz.

### 1. Zweck

Biomasse Schweiz als Vertreterin der schweizerischen Produzenten (Verbandsmitglieder) von biogenem Gas (Biogas) und Gasmobil erklären sich bereit, die Nutzung von einheimischem Biogas gemeinsam zu fördern, indem

die Biogasproduzenten in der Nähe von bestehenden Gasleitungsnetzen zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas zur Einspeisung zur Verfügung stellen;

die schweizerische Gasindustrie dieses aufbereitete Biogas zu marktfähigen Preisen übernimmt und über ihre Leitungsnetze im gasversorgten Gebiet der Schweiz transportiert und aktiv vermarktet.

Die vorliegende Vereinbarung ist eine Rahmenvereinbarung. Die Vertragsparteien streben an, dass einerseits schweizerische Produzenten von biogenem Gas und andererseits Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie untereinander Vereinbarungen schliessen, die materiell dem Inhalt dieser Rahmenvereinbarung entsprechen.

### 2. Übernahme und Lieferung von Biogas

Die Gasmobil sucht Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie, welche sich in einer vertraglichen Regelung binden, zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas aus schweizerischer Herkunft im Umfang von mindestens 10 % des jährlich in der Schweiz als Treibstoff abgesetzten Erdgases zum Richtpreis von 7.5 Rp./kWh im Sinne von Ziff. 5 (nachfolgend) übernimmt. Auf das Kontingent von 10 % angerechnet wird auch Biogas, welches von der schweizerischen Gasindustrie oder von Eigentümern von Gasversorgungen selbst produziert wird.

Weiter ist anzustreben, dass die schweizerische Gasindustrie auf freiwilliger Basis zusätzliche Mengen übernimmt, wenn diese Zusatzmengen am Markt zu kostendeckenden Preisen abgesetzt werden können.

Biomasse Schweiz sucht Marktpartner, welche sich in einer vertraglichen Regelung gegenüber Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie binden, aufbereitetes Biogas von mindestens 10 % des als Treibstoff abgesetzten Erdgases zu liefern.

### 3. Anforderungen für die Einspeisung

#### 3.1 Qualität

Die Parteien sind sich darin einig, dass durch den Transport und die Verteilung von Biogas in Erdgasnetzen keine Sicherheitsrisiken entstehen, die Infrastrukturen keinen Schaden nehmen und das einwandfreie Funktionieren von Gasgeräten und -anlagen nicht beeinträchtigt werden dürfen. Deshalb ist zum in Ziffer 2 erwähnten Richtpreis nur aufbereitetes Biogas zu übernehmen, das folgende Qualitätsanforderungen erfüllt:

O<sub>2</sub>-Gehalt: < 0.5 Vol. %

H<sub>2</sub>-Gehalt: < 5 mg/Nm<sup>3</sup>

Wasserdampf-Taupunkt: unterhalb der Bodentemperatur des Verteilnetzes, beim maximal zulässigen Betriebsdruck

Methangehalt: in der Regel mindestens 96 %; in Sonderfällen, z.B. bei Einspeisung in ein Leitungsnetz mit hohem Druck und konstant hohem Durchsatz, kann in Absprache mit dem Netzbetreiber auch Biogas mit einem tieferen Methangehalt eingespeist werden.

Einspeisedruck: Das aufbereitete Biogas muss vom Produzenten am Übergabeort mit einem Druck angeliefert werden, der auch bei saisonal stark schwankendem Netzdruck eine problemlose Einspeisung während des ganzen Jahres ermöglicht. Die Einzelheiten der Einspeisung sind zwischen dem Biogasproduzenten und dem Netzeigentümer direkt vertraglich zu regeln.

Ansonsten gelten die entsprechenden Richtlinien respektive Merkblätter des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW/TISG).

#### 3.2 Einspeiseort

Die Partnerfirmen von Biomasse Schweiz stellen das aufbereitete Biogas in der Nähe eines bestehenden Erdgasnetzes zur Einspeisung zur Verfügung. Das Erdgasnetz soll die entsprechenden Mengen während des ganzen Jahres problemlos aufnehmen können. Die entsprechende Partnerfirma wählt für neue Produktionsanlagen den Standort bzw. den Übergabepunkt in Absprache mit dem zu-ständigen Netzbetreiber. Ist es aufgrund einer zu grossen Distanz zwischen der Produktionsanlage bzw. dem Übergabeort und dem bestehenden Leitungsnetz nicht möglich, das Biogas unter wirtschaftlichen Bedingungen zu vermarkten, kann das Biogas nicht übernommen werden.

### 4. Verwendungszweck des Biogases

Die Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie werden das Biogas in erster Linie als Treibstoff einsetzen, weil es in diesem Bereich den grössten Umwelt-nutzen stiftet. Sie sind aber berechtigt, Mengen, die über das angestrebte Ziel von 10 % des Erdgas-Treibstoffabsatzes hinaus gehen, auch auf dem Wärmemarkt und zur Stromerzeugung einzusetzen.

### 5. Übernahmepreis

Die Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie sowie die Produzenten des Biogases haben bei der Vermarktung des Mischgases im Rahmen des angestrebten Zieles von 10 % des Erdgas-Treibstoffabsatzes Anspruch auf die Deckung der anfallenden Kosten sowie eines angemessenen Gewinns. Aus diesen Gründen müssen die Übernahmepreise für beide Seiten respektive auf dem Fahrzeugmarkt einerseits und dem Treibstoffmarkt andererseits marktfähig sein. Die Übernahmepreise werden entsprechend festgelegt, wobei die nachfolgenden Kriterien Gültigkeit haben.

#### 5.1 Treibstoffmarkt

Damit Gas als Treibstoff konkurrenzfähig ist, dürfen die jährlichen Betriebskosten eines Gasfahrzeuges einschliesslich Steuern im Durchschnitt nicht höher liegen, als die Betriebskosten eines vergleichbaren Benzin- oder Dieselfahrzeuges. Ab dem Zeitpunkt einer Reduktion der Mineralölsteuer um 40 Rp./l Benzinäquivalent bzw.

60 Rp./kg auf Erdgas als Treibstoff wird ein Richtpreis für aufbereitetes Biogas mit einem Methangehalt von mindestens 96 % von 7.5 Rp./kWh (exkl. MwSt.) angestrebt. Dieser Richtpreis basiert auf folgenden Faktoren:

Erdgaspreis: Arbeitspreis 2.0 Rp./kWh ex Regionalgesellschaften (gewichteter Durchschnitt Erdgas Ostschweiz AG, Gasverbund Mittelland AG, Gaznat SA).

Leistungspreis: 1.2 Rp./kWh ex Regionalgesellschaften (gewichteter Durchschnitt Erdgas Ostschweiz AG, Gasverbund Mittelland AG, Gaznat SA). Transport- und Verteilkosten, Systemdienstleistungen 0.9 Rp./kWh.

Amortisation Tankstelle: 2.25 Rp./kWh

Marge Tankstellenbetreiber: 0.9 Rp./kWh

Mineralölsteuer: Fr. 809.20/1000 kg Erdgas; Reduktion mindestens 40 Rp. pro Liter Benzinäquivalent = ~60.00 Rp./kg Erdgas bei einer Normdichte von 0.793 kg/Nm<sup>3</sup> und einem Heizwert Hu von 10.29 kWh/Nm<sup>3</sup> (Quelle: Swissgas, Jahres-Mittelwerte).

Mehrwertsteuer: 7,6 %

Basispreis für Benzin

bei Vertragsabschluss: Fr. 1.32/ltr (Quelle: BfS Konsumentenpreisstatistik für Benzin 95 Oktan, Halbjahres-Mittelwerte Oktober 2002 bis März 2003).

Biogaspreis: 3.94 Rp./kWh

Betriebskosten: 3.67 Rp./kWh

Marge, PR: 0.90 Rp./kWh (Quelle: Farmatic und Kompogas)

Erfahren ein oder mehrere dieser Faktoren wesentliche Veränderungen (z.B. Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe, Veränderung des Benzinspreises etc.), ist der Richtpreis jeweils auf Beginn eines Kalenderhalbjahres neu zu verhandeln.

Für Biogas mit einem Methangehalt < 96 % wird der Richtpreis in Absprache zwischen Biomasse Schweiz und Gasmobil resp. den Unternehmen der schweizerischen Gasindustrie dem Methangehalt und Energieinhalt entsprechend tiefer angesetzt.

In der Zeit zwischen der Überweisung eines parlamentarischen Entscheides, der eine Reduktion der Mineralölsteuer gemäss Abs. 1 vorstehend fordert, bis zum Inkrafttreten einer entsprechenden Revision des Mineralölsteuergesetzes beträgt der Richtpreis 5 Rp./kWh. Auch bezüglich dieses Richtpreises gilt der vorstehende Änderungsvorbehalt.

## 5.2 Wärmemarkt und Stromerzeugung

Stellen die Partnerfirmen von Biomasse Schweiz mehr Biogas zur Verfügung als sich im Treibstoffmarkt absetzen lässt, können diese zusätzlichen Mengen auch im Wärmemarkt oder zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Zur Festlegung eines wettbewerbsfähigen Übernahme-preises sind zwischen den Parteien rechtzeitig Verhandlungen zu führen.

## 6. Weitere Leistungen

Gasmobil und die von ihr vertretene schweizerische Gasindustrie verpflichten sich, Erdgas und Biogas als Treibstoff (Methangas) zu fördern, namentlich durch den Bau von Tankstellen, die Umstellung der eigenen Fahrzeugflotten und Marketingmassnahmen. Die Biogasbranche unterstützt diese Marketinganstrengungen mit eigenen und koordinierten Massnahmen. Beim Branding des Mischgases steht Biomasse ein Mitspracherecht zu. Der endgültige Entscheid steht Gas-mobil zu. Die Vertragsnehmer verpflichten sich zu einer klaren Produkte-Deklaration des verkauften Treibstoffgases (Details sind auf vertraglicher Basis zu regeln).

#### 7. Zentrale Koordinations- und Abrechnungsstelle

Die Koordination des Biogasbezuges, die Bilanzierung sowie die darauf basierende Abrechnung der Mineralölsteuer mit der Eidg. Oberzolldirektion erfolgen durch die Gasmobil.

#### 8. Suspensivbedingung

Diese Vereinbarung setzt voraus, dass aufbereitetes Biogas unabhängig vom Einspeiseort und vom physischen Transport an einem beliebigen Punkt des schweizerischen Leitungsnetzes in vermischter oder reiner Form entnommen werden kann. Fällt diese Voraussetzung dahin, fällt auch diese Vereinbarung dahin.

#### 9. Laufzeit der Vereinbarung

Diese Vereinbarung tritt im Zeitpunkt der Überweisung einer Motion im Sinne von Ziff. 5.1 Abs. 4 in Kraft. Bis zum Zeitpunkt einer Änderung des Mineralölsteuergesetzes im Sinne von Ziff. 5.1 Abs. 1 beträgt der Richtpreis für die Übernahme von Biogas 5 Rp./kWh. Nach Inkrafttreten dieser Änderung beträgt dieser Richtpreis 7.5 Rp./kWh. Diese Vereinbarung bleibt so lange in Kraft, als die Bestrebungen zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes andauern bzw. nach Inkrafttreten der entsprechenden Änderung als die Reduktion der Mineralölsteuer auf Erdgas mindestens in dem in Ziff. 5 genannten Umfang bestehen bleibt, längstens aber für die Dauer von 10 Jahren ab Inkrafttreten dieser Vereinbarung. Die Parteien sichern sich zu, rechtzeitig vor Ablauf dieses Termins über eine allfällige Verlängerung zu verhandeln.

#### 10. Regelung von Streitigkeiten

Ergeben sich aus der vorliegenden Vereinbarung Differenzen, über die sich die Parteien nicht einigen können, vereinbaren die Parteien, dass sie das Bundesamt für Energie als Mediator anrufen. Kommt auch auf diesem Wege keine Einigung zu Stande, wird der ordentliche Rechtsweg beschritten. Ausschliesslicher Gerichtsstand für Streitigkeiten aus dieser Vereinbarung ist Zürich.

Zürich, 4. Juni 2003

Für die Gasmobil AG:

Für Biomasse Schweiz:

\_\_\_\_\_  
(vertreten durch Hans Wach)

\_\_\_\_\_  
(vertreten durch Dr. Arthur Wellinger)

\_\_\_\_\_  
(vertreten durch Martin Saxer)

\_\_\_\_\_  
(vertreten durch Dr. Samuel Stucki)

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