

Biogas

Einspeisung und Systemintegration
in bestehende Gasnetze

M. Theißing

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1/2006

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
Währinger Straße 121/3, A-1180 Wien
Email: versand@projektfabrik.at

Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze

DI Dr. Matthias Theißing

FH JOANNEUM Gesellschaft mbH

Wien, Jänner 2006

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 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

Abkürzungsverzeichnis	I
Kurzfassung	III
Abstract	V
Kurzfassung II	VII
Abstract II	XII
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation	1
1.2 Projektziele	2
1.3 Projektteam.....	3
1.4 Projektablauf.....	4
2 Methodik	7
2.1 Systemgrenze.....	7
2.2 Systemelemente	8
2.3 Systemstruktur.....	8
3 Gasnetz	11
3.1 Gasnetz – Topologie und Verbrauchsprofile	11
3.1.1 Allgemeines	11
3.1.2 Lastgänge	12
3.1.3 Randbedingungen für die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze	18
3.1.4 Schlüsse für die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze	18
3.2 Einspeisung technisch, Sicherheit.....	19
3.2.1 Allgemeines	19
3.2.2 Gastechnische Komponenten für die Einspeisung.....	20
3.2.3 Einspeisegasleitung.....	22
3.2.4 Einspeisedruckregelanlage	24
4 Substrat	31
4.1 Substrat allgemein.....	31
4.1.1 Nachwachsende Rohstoffe / Energiepflanzen	32
4.1.2 Landwirtschaftliche Abfälle	32
4.1.3 Sonstige organische Stoffe.....	32
4.1.4 Substratverwendung.....	33
4.2 Gasausbeute verschiedener Substrate	35
4.2.1 Berechnung der Gasausbeute.....	35
4.2.2 Realistische Schwankungsbreite	40
4.2.3 Vergleich der Gasausbeuten	46
4.3 Rohstoffkosten.....	49
4.4 Gasqualität Rohbiogas	51
5 Biogaserzeugung	53
5.1 Substrataufbereitung, -vorbehandlung, -zugabe	53
5.2 Vergärungsverfahren.....	55
5.3 Rührtechnologie, Austrag des vergorenen Materials	57

5.4	Prozesseigenschaften	58
5.4.1	Temperatur	60
5.4.2	pH-Wert.....	60
5.4.3	Einflüsse des Substrates auf die Methanbildung und Biogasqualität.....	60
5.4.4	Substrataufschlussgrad und Substratqualität	60
5.4.5	Vermischung.....	61
5.4.6	Hemmstoffe	61
5.4.7	Verweilzeit	63
6	Aufbereitung	65
6.1	Einspeisung	65
6.2	Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren.....	67
6.3	Aufbereitungsverfahren	73
6.3.1	Druckwasserwäsche.....	74
6.3.2	Druckwechseladsorption (PSA).....	76
6.3.3	Selexolverfahren.....	78
6.3.4	Aminwäsche	79
6.3.5	Membranverfahren	79
6.3.6	Zusammenfassung	80
6.4	Reinigungsverfahren	81
6.4.1	Entschwefelung mit Eisenoxidpellets	82
6.4.2	Entschwefelung mit Aktivkohle	82
6.4.3	Biologische Entschwefelung.....	83
6.4.4	Ammoniak.....	85
6.4.5	Wasser.....	85
6.4.6	Zusammenfassung	85
7	Emissionen	87
7.1	Gasrelevante Verunreinigungen Rohbiogas	88
7.1.1	H ₂ S.....	88
7.1.2	COS (Kohlenstoffoxidsulfid)	89
7.1.3	Siloxane	89
7.1.4	NH ₃	89
7.1.5	Flüchtige Kohlenwasserstoffe.....	89
7.2	Belastung der Umgebungsluft durch Emissionen aus der Biogasproduktion	90
7.2.1	NH ₃	90
7.2.2	Methan.....	90
7.2.3	Luftgetragenen Keime	90
7.3	Belastung der Umgebungsluft durch Emissionen aus der Biogasverbrennung im Motor.....	90
7.3.1	Geruch	91
7.4	Abwasser	92
7.5	Feststoffrelevante Schadstoffe.....	92
7.5.1	Problematische Inhaltsstoffe und Verunreinigungen in Ausgangssubstraten.....	92
7.5.2	Problematische Inhaltsstoffe und Verunreinigungen im Gärrest.....	95
8	Logistik.....	99
8.1	Transport	99
8.2	Lagerung.....	100
9	Kennzahlen	103
9.1	Kennzahlen – Standortspezifisch	105

9.1.1	Substrat regional.....	105
9.1.2	Substrat extern	106
9.1.3	Entsorgung nach Separation regional	106
9.1.4	Entsorgung nach Separation extern	107
9.1.5	Gasnetz regional.....	107
9.1.6	Transport	108
9.1.7	Elektrische Energie.....	108
9.1.8	Wärme	109
9.1.9	H ₂ O	109
9.2	Allgemein anwendbare Kennzahlen.....	109
9.2.1	BGA	109
9.2.2	Aufbereitung Substrat	111
9.2.3	Aufbereitung Biogas	111
9.2.4	Einspeisung/Anschluss an das Gasnetz	114
9.3	Bewertungskennzahlen	115
9.3.1	Deckungsgrad Gärrest.....	115
9.3.2	Deckungsgrad Gasnetz	116
9.3.3	Deckungsgrad Substrat	118
9.3.4	Substratrisiko	118
9.3.5	Entsorgungsrisiko	119
9.3.6	Gesamterlöse	119
9.3.7	Personalkosten	119
9.3.8	Förderung	120
9.3.9	Gesamtkosten.....	120
9.3.10	Wirtschaftlichkeit.....	120
9.3.11	Standortgüte	120
9.3.12	Grenztarif	121
9.3.13	Grenzkosten für BHKW-Betrieb (zur Eigenversorgung).....	121
9.3.14	Grenzkosten für Heizkessel (Wärmeenergie).....	122
10	Allgemeine Aussagen	123
11	Beitrag zu den Zielen der "Energiesysteme der Zukunft"	125
11.1	Ziele	125
11.2	Zielgruppen für die Projektergebnisse.....	127
11.3	Potenziale im Zusammenhang mit der Projektumsetzung.....	128
11.3.1	regionale Effekte.....	128
11.3.2	Initiierung marktfähiger Technologieentwicklungen	128
11.3.3	Weitere Potenziale.....	128
11.4	Verwertung der Ergebnisse	129
12	Schlussfolgerungen.....	131
	Abbildungsverzeichnis	133
	Tabellenverzeichnis	135
	Literaturverzeichnis	137

Abkürzungsverzeichnis

AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement AG
AOX.....	Adsorbierbare Halogenverbindungen
BGA.....	Biogasanlage
BHKW.....	Blockheizkraftwerk
BMLFUW.....	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BTEX.....	Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol
CHP.....	combined heat and power production
CKW	Chlorierte Kohlenwasserstoffe
f	Relative Gasfeuchte [%]
FM	Frischmasse
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
η_{BHKW}	Wirkungsgrad des BHKW [-]
K_{el}	Kosten für elektrische Energie [€]
Kh.....	Kohlenhydrate
K_{hV}	Verdauliche Kohlenhydrate [g/kgTS]
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (www.ktbl.de)
K_{th}	Kosten für thermische Energie [€]
LAS.....	Lineare Alkylbenzosulfonate – Tenside
MAK.....	Maximale Arbeitsplatzkonzentration
m_{NfE}	Masse Stickstofffreie Extraktstoffe [g/kgTS]
m_{Rohfaser}	Masse Rohfaser [g/kgTS]
m_{Rohfett}	Masse Rohfett [g/kgTS]
$m_{\text{Rohprotein}}$	Masse Rohprotein [g/kgTS]
Nawaros	Nachwachsende Rohstoffe
NfE	Stickstofffreie Extraktstoffe
NLP	Normlastprofile
NPE	Nonylphenol und Nonylphenol (1, 2) ethoxylate - Tenside
ÖKL.....	Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Land- entwicklung
ÖPUL.....	Österreichisches Programm zur Förderung einer umwelt- gerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft
oTS.....	Gehalt an organischer Trockensubstanz [%]
ÖVGW	Österreichische Vereinigung des Gas- und Wasserfaches
p_{Dampf}	Sättigungsdampfdruck
PAK	Polyaromatische Kohlenwasserstoffe

PCB	Polychlorierte Biphenyle
PCDD/F	Polychlorierte Dibenzodioxine und -furane
p_G	Partialdruck des trockenen Gases [mbar]
p_M	Gasdruck gemessen [mbar]
p_N	Druck Normzustand: 1013,25 [mbar]
Rf	Rohfette
Rf_v	Verdauliches Rohfett [g/kgOTS]
Rp	Rohproteine
Rp_v	Verdauliches Rohprotein [g/kgOTS]
TEG	Triethylenglykol
t_M	Gastemperatur gemessen in [°C]
T_N	Temperatur Normzustand: 273,15 [K]
TNP	Tierische Nebenprodukte
TS	Trockensubstanz [g/kgFM]
V_M	Gasvolumen gemessen [m ³]
V_N	Normvolumen [Nm ³]
VQ	Verdauungsquotient
VQ_{NfE}	Verdauungsquotient Stickstofffreie Extraktstoffe [%]
$VQ_{Rohfaser}$	Verdauungsquotient Rohfaser [%]
$VQ_{Rohfett}$	Verdauungsquotient Rohfett [%]
$VQ_{Rohprotein}$	Verdauungsquotient Rohprotein [%]
W_{el}	Erzeugte elektrische Energie [kWh]
W_{th}	Erzeugte thermische Energie [kWh]

Kurzfassung

Die Biogasnutzung erfolgt in Österreich momentan fast ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dadurch ist die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen direkt von einer kontinuierlichen Wärmeabnahme abhängig. Biogas wird andererseits als ein wesentlicher Energieträger in einem zukünftigen Energiesystem angesehen. Die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze eröffnet die Möglichkeit, Biogas in größerem Umfang zu nutzen, da die Nutzung mit einem hohen Ausnutzungsgrad erfolgen kann, auch wenn kein Wärmeabnehmer zur Verfügung steht.

Vorliegendes Projekt analysiert die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze aus dem Gesichtspunkt der Systemintegration heraus. Im Sinne der Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung werden die lokalen und regionalen Gegebenheiten als Randbedingungen mit einbezogen. Neben lokaler/regionaler Substratverfügbarkeit haben die Lastcharakteristik des Gasnetzes, die Liefercharakteristik der Biogasanlage und die Qualitätsanforderungen an das eingespeiste Gas einen entscheidenden Einfluss auf die Gestaltung und Betriebsweise der Biogasanlage und der allfällig nötigen Aufbereitungs- und Reinigungsanlagen für das Biogas.

Hierfür wird ein Verfahren auf Basis von Kennzahlen zur individuellen Beurteilung der technischen und ökonomischen Randbedingungen für die Netzeinspeisung von Biogas erarbeitet. Diese Kennzahlen erlauben, die regionalen/lokalen Randbedingungen abzubilden. Hinsichtlich der Qualität des eingespeisten Biogases erlaubt das Bewertungsverfahren Flexibilität, da die Ermittlung der möglichen Einspeisemengen aus dem Lastgang des Gasnetzes und den Anforderungen des Mischgases aus eingespeistem Biogas und Erdgas im Netz erfolgt.

Es zeigt sich, dass typische Gasnetze der Netzebene 3, in der die Versorgung der Kunden bei Gasdrücken < 6 [bar] erfolgt, in den Sommermonaten einen Rückgang des Gasverbrauches auf ca. ein Zehntel des mittleren Verbrauches im Winter aufweisen. Eine Anlage zur kontinuierlichen Einspeisung von Biogas muss in ihrer Größendimensionierung diesem Sachverhalt Rechnung tragen. Darüber hinaus zeigt sich, dass eine Lastprognose mittels Normlastprofilen in diesen Schwachlastzeiten stark fehlerbehaftet ist.

Aus diesem Gesichtspunkt heraus ist die Einspeisung von Biogas in das Mittel- und Hochdruckgasnetz der Netzebene 2 für zukünftige Überlegungen verstärkt in Erwägung zu ziehen.

Als Ergänzung zu den allgemeinen Fragestellungen der Einspeisung werden Aspekte der technischen Sicherheit der Biogaseinspeisung dokumentiert.

Um dem saisonal variablen Lastgang der Gasnetze besser gerecht zu werden, sollte im Rahmen zukünftiger Forschungsarbeiten die Möglichkeit zu gezieltem Substratwechsel in Biogasanlagen zur Beeinflussung der gelieferten Gasmengen untersucht werden.

Die Datenlage zu Technologie und Betrieb von Biogasanlagen ist derzeit als nicht zufriedenstellend zu bewerten. Aus diesem Grund wird der verstärkte Einsatz von Standardanlagen, ein umfassendes Monitoring bestehender Anlagen und die Erarbeitung eines allgemeinen technischen Regelwerkes angeregt.

Abstract

In Austria biogas is used especially in combined heat and power (CHP) generation applications. Therefore a continuous and rather constant heat demand at the plant's location must be available to enable an economic plant operation. Thus biogas production and use are restricted to a rather small number of locations. On the other hand biogas will play a major role in a future energy system based on renewable sources. Biogas supply to public gas grids results in a broader use of this regenerative energy source with a high utilization factor, even without the demand for heat supply.

In this study, the infeed of biogas into public gas grids is analyzed by looking at system integration. Regional and local circumstances are integrated as boundary conditions to incorporate aspects of a sustainable energy supply. The availability of substrate in the region, load characteristics of the gas grid, gas production rate of the biogas plant and quality specifications for infeed-gas have a major impact on design and operation strategies of the biogas plant as well as on the cleaning and conditioning of the gas.

Therefore a method for technical and economic assessment of biogas plants based on key figures is developed. By the use of these key figures, regional and local boundary conditions can be integrated into the assessment process.

Concerning quality specifications for infeed-gas this method is characterized by a high level of flexibility, because the amount of biogas that can be supplied to the public gas grid is calculated based on the desired quality of the resulting gas mixture of biogas and natural gas in combination with the load characteristics of the gas grid.

As a result of the analyses carried out in this study, it was identified that load characteristics of low pressure public gas grids (grid level 3) show a dramatic decrease of the gas demand during summer. The amount of gas distributed in the grids reduces to one tenth of the medium winter gas demand. This has to be taken into consideration when sizing biogas infeed applications. Besides that, prediction of gas demand using standard load profiles is strongly affected by errors during these low-load-periods.

Taking this into consideration, biogas infeed to high pressure gas grids (grid level 2) should be promoted for further analysis.

In addition aspects regarding technical security of biogas infeed are documented.

Another task for future research work can be the analysis of the effect of substrate change during operation of the biogas plant. Thus variable load characteristics can be accommodated by changing biogas production.

The availability of data concerning technology and operation of biogas production plants and cleaning and conditioning equipment is rather poor. For that reason standardized biogas plants

and efficient monitoring of existing plants should be implemented. Furthermore generally accepted technical rules should be elaborated.

Kurzfassung II

Die Biogasnutzung erfolgt in Österreich momentan fast ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dadurch ist die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen direkt von einer kontinuierlichen Wärmeabnahme abhängig. Biogas wird andererseits als ein wesentlicher Energieträger in einem zukünftigen Energiesystem angesehen. Die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze eröffnet die Möglichkeit, Biogas in größerem Umfang zu nutzen, da die Nutzung mit einem hohen Ausnutzungsgrad erfolgen kann, auch wenn kein Wärmeabnehmer zur Verfügung steht.

Vorliegendes Projekt analysiert die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze aus dem Gesichtspunkt der Systemintegration heraus. Eine nachhaltige Energieversorgung setzt einerseits voraus, dass sowohl die zur Biogaserzeugung benötigten Substrate, als auch die Verwertungs- bzw. Entsorgungskapazitäten für die Gärreste regional bzw. lokal bereitgestellt werden können. Andererseits muss der lokale Gasverbrauch, der sich in der Lastcharakteristik des Gasnetzes widerspiegelt, das erzeugte Biogas absorbieren können.

Um diese Zusammenhänge in geeigneter Form abbilden zu können, wird im Rahmen des vorliegenden Projekts ein Systemansatz erarbeitet (siehe hierzu Abbildung 2).

Die Systemgrenze umschließt das näher untersuchte lokale/regionale Umfeld. Innerhalb dieser Grenzen erfolgt die Bereitstellung der Substrate, der benötigten Energien und der Hilfsstoffe. Weiters erfolgt hier auch die Verwertung bzw. Entsorgung des Gärrestes. Die Komponenten Biogasanlage, Aufbereitungseinrichtungen, Einspeisevorrichtung und Gasnetz werden als Elemente des Systems repräsentiert, die miteinander in einem Wirkungszusammenhang stehen. Die Struktur, die sich daraus ergibt, legt dann die Übertragungsfunktion des Gesamtsystems (vom eingesetzten Substrat bis hin zum eingespeisten Reinbiogas) fest.

Im Rahmen des Projekts wurden technische und betriebliche Daten zu den einzelnen Anlagenkomponenten und -verfahren erhoben.

Es werden Lastgänge von 2 typischen Gasnetzen der Netzebene 3 (Betriebsdruck < 6 [bar]) analysiert. Sowohl das Gasnetz einer kleinen Gemeinde im ländlichen Raum, als auch das Netz einer Bezirkshauptstadt zeigen einen dramatischen Abfall des Gasverbrauches in den Sommermonaten auf ca. ein Zehntel des mittleren Gasverbrauches im Winter (siehe Abbildung 1).

Eine Abschätzung bzw. Prognose des Gasverbrauches mittels Normlastprofilen zeigt in den Schwachlastperioden im Sommer einen Fehler von bis zu 50 [%], und muss daher mit größter Vorsicht erfolgen.

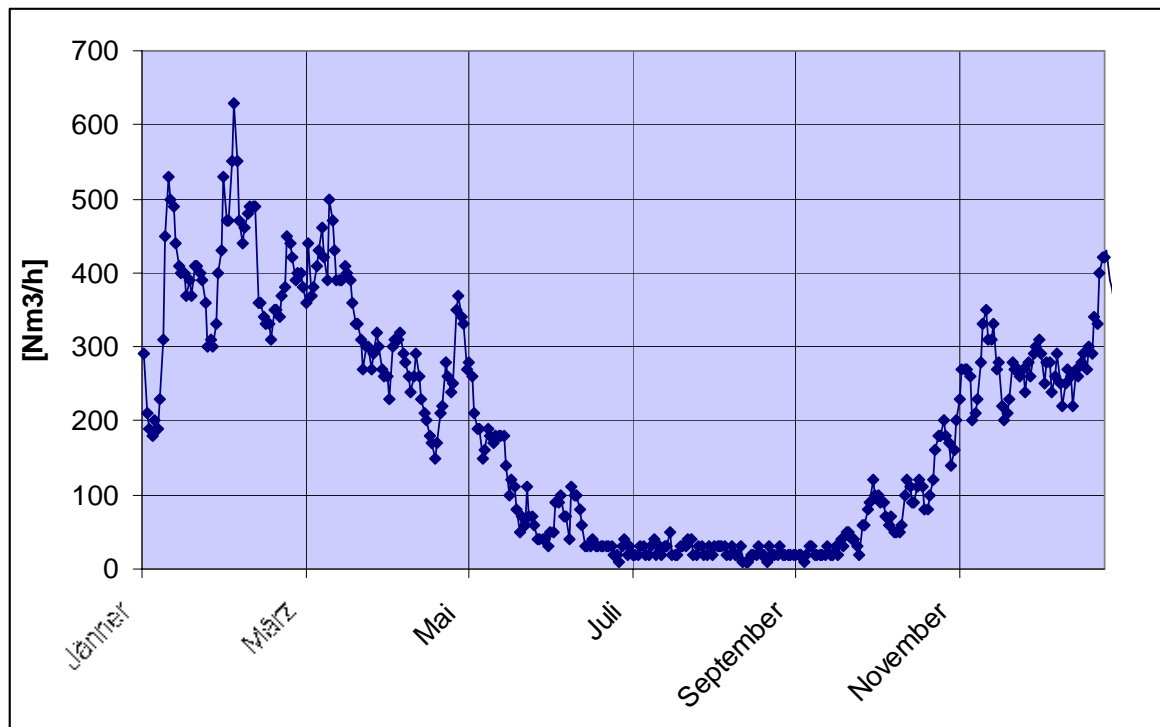


Abbildung 1 Jahresganglinie des stündlichen Gasverbrauches eines Gasnetzes einer obersteirischen Bezirkshauptstadt [STGW 2004]

Da eine Biogaseinspeisung einer über das Jahr kontinuierlichen Menge von der Mindestgasmenge eines Netzes abhängt, wird empfohlen, in die Gasnetze der Netzebene 2 mit ihren größeren Durchflussmengen einzuspeisen. Ein Haupteinflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit ist hierbei aber der höhere Betriebsdruck im Gasnetz.

Zur Abrundung der Darstellung werden die gastechnischen Komponenten, die für die Einspeisung von Biogas notwendig sind, erläutert und hinsichtlich der technischen Sicherheitsanforderungen dokumentiert.

Für die Hauptkomponenten werden die verfügbaren technischen und betrieblichen Daten dokumentiert. Es wird ein Verfahren zur Berechnung der Gasausbeuten und der Rohbiogaszusammensetzung für verschiedene Substrate abgeleitet. Weiters werden Verfahren der Biogaserzeugung erläutert. Für die Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren des Rohbiogases werden neben Technologiedaten auch spezifische Kosten der einzelnen Verfahren dokumentiert. Weiters werden die Emissionen, die beim Betrieb einer Biogasanlage mit Gasaufbereitung und Einspeisung in Gasnetze entstehen, analysiert.

Mit Blickrichtung auf die Wirtschaftlichkeit werden Aspekte der Logistik von Substraten und Gärrest analysiert. Im Rahmen des Projekts konnten spezifische Kosten für den Transport dokumentiert werden.

Zur Beurteilung der Möglichkeit zur Einspeisung von Biogas in ein bestehendes Erdgasnetz wird ein Bewertungsverfahren auf Basis von Kennzahlen zur Beurteilung der technischen und ökonomischen Randbedingungen aus dem Systemansatz heraus entwickelt. Die Kennzahlen sind derart gestaltet, dass die regionalen/lokalen Randbedingungen abgebildet werden können.

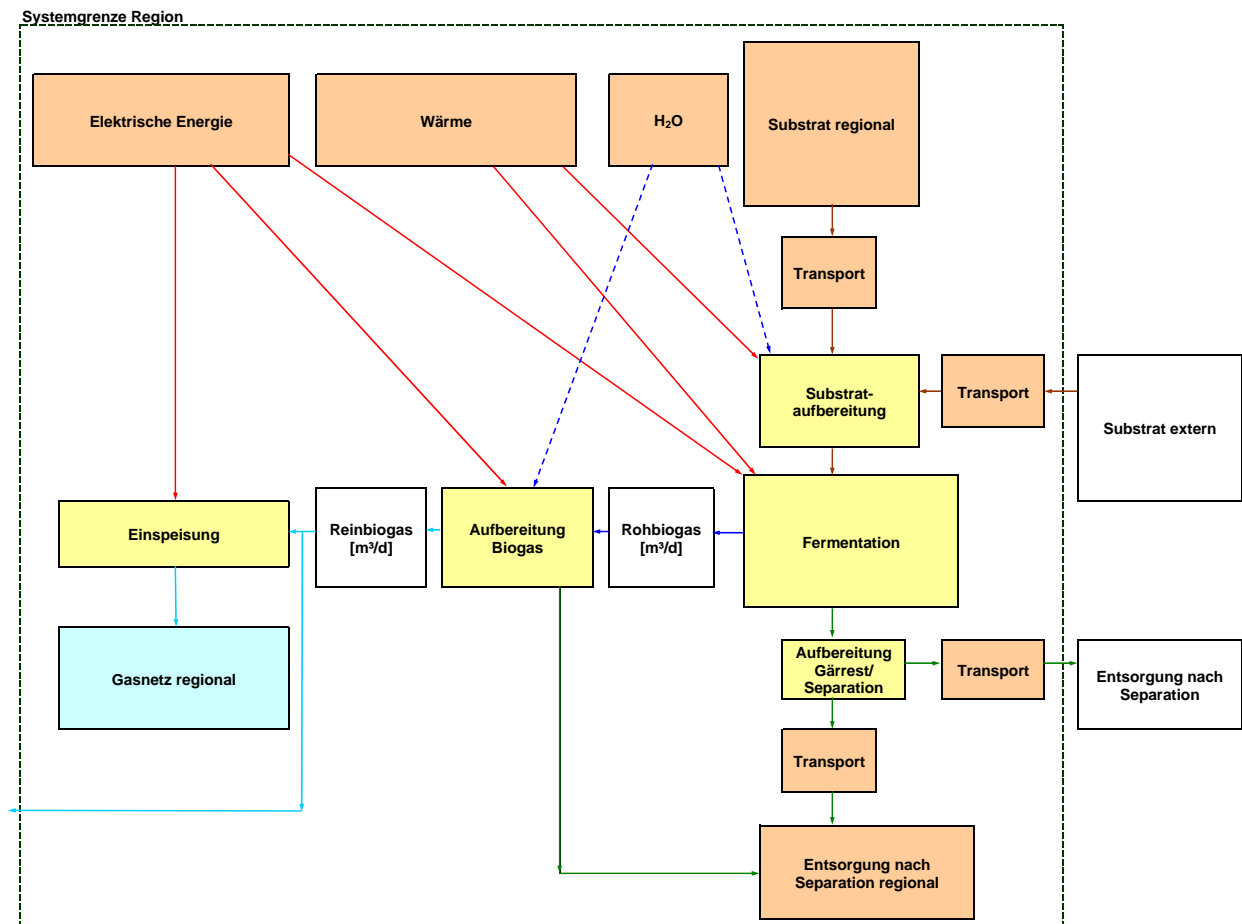


Abbildung 2 Systemstruktur-Kennzahlen

Die Kennzahlen gliedern sich in 3 Gruppen:

- Standortsspezifische Kennzahlen
- Allgemein anwendbare Kennzahlen
- Bewertungskennzahlen

Dort wo ausreichend Daten in geeigneter Qualität zur Verfügung stehen, werden typische Zahlenwerte für die Kennzahlen angegeben.

Die standortspezifischen Kennzahlen geben die lokalen/regionalen Gegebenheiten wieder. Sie umfassen vor allem Aussagen zu Substraten, Entsorgungsmöglichkeiten, Lastcharakteristik des Gasnetzes, Randbedingungen des Transportes und der spezifischen Kosten und Verfügbarkeiten der Hilfsstoffe und Energien, die für den Betrieb der Anlage benötigt werden.

Die allgemein anwendbaren Kennzahlen dokumentieren die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Anlagenkomponenten Biogasanlage, Substrataufbereitung, Biogasaufbereitung und Anschluss an das Gasnetz.

Die Bewertungskennzahlen geben Auskunft über die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit einer Biogaseinspeisung.

Hierzu werden in einem ersten Schritt Deckungsgrade definiert, die dem jeweils erforderlichen Bedarf die entsprechende Verfügbarkeit entgegenstellen.

Neben den Deckungsgraden für Substrat und Gärrest gibt der Deckungsgrad Gasnetz die entscheidende Information über die Kongruenz von erzeugter und aufbereiteter Biogasmenge und dem Aufnahmevermögen (=Mindesteinspeisemenge) des Gasnetzes. Nur wenn die Mindesteinspeisemenge größer oder gleich der erzeugten Reinbiogasmenge (nach Aufbereitung und Reinigung) ist (das entspricht einem Deckungsgrad ≥ 1), kann die Biogasanlage ganzjährig in das Gasnetz einspeisen. Abbildung 3 zeigt, dass der Deckungsgrad, wenn er auf Basis momentaner Werte ermittelt wird, nicht konstant ist. Abhängig von Lastgang des Gasnetzes und der Liefermenge der Biogasanlage sind Phasen möglich, in denen nicht die gesamte Biogasmenge eingespeist werden kann.

Hinsichtlich der Qualität des eingespeisten Biogases erlaubt das Bewertungsverfahren Flexibilität, da die Ermittlung der möglichen Einspeisemengen aus dem Lastgang des Gasnetzes und den Anforderungen des Mischgases aus eingespeistem Biogas und Erdgas im Netz erfolgt. Typische Anforderungen an das Mischgas können z. B. der Brennwert oder die Konzentrationen einzelner Gaskomponenten sein.

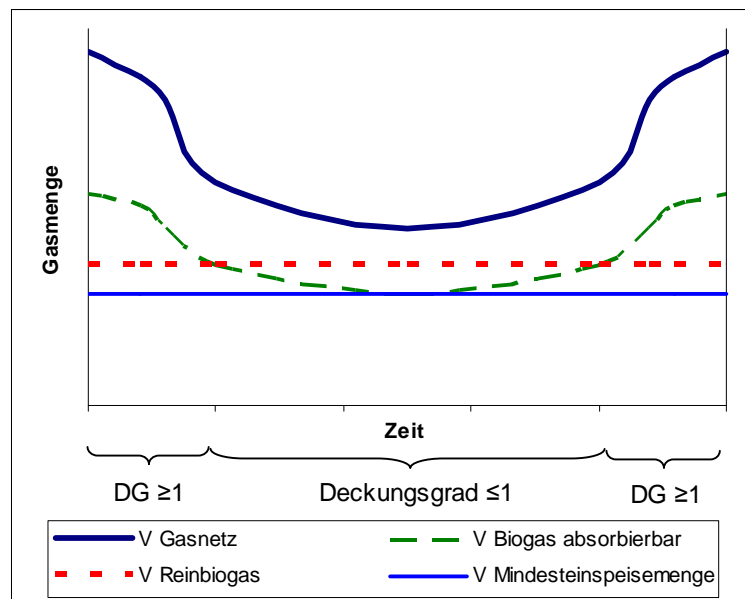


Abbildung 3 Darstellung Lastgang Gasnetz-Mindestspeisemenge-Deckungsgrad

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden Kennzahlen definiert, die die Erlössituation und die monetären Aufwände berücksichtigen. Weiters werden Grenzkosten für die Installation eines eigenen BHKWs oder Heizkessels zur Eigenversorgung mit Strom bzw. Wärme errechnet.

Zur Bewertung der Qualität bzw. der Risiken der gewählten Technologie, der eingesetzten Substrate und des Standortes werden "weiche" Kennzahlen eingeführt. Diese sollen bei konkreten Projektentscheidungen den Blick auch auf Sachverhalte lenken, die leicht übersehen werden können, die aber einen entscheidenden Einfluss auf den Projekterfolg haben.

Empfehlungen für weitere F & E Aktivitäten:

- Um dem saisonal variablen Lastgang der Gasnetze besser gerecht zu werden, sollte im Rahmen zukünftiger Forschungsarbeiten die Möglichkeit zu gezieltem Substratwechsel in Biogasanlagen zur Beeinflussung der gelieferten Gasmengen untersucht werden.
- Die Datenlage zu Technologie und Betrieb von Biogasanlagen ist derzeit als nicht zufrieden stellend zu bewerten. Aus diesem Grund wird der verstärkte Einsatz von Standardanlagen, eine umfassendes Monitoring bestehender Anlagen und die Erarbeitung eines allgemeinen technischen Regelwerkes angeregt.

Abstract II

In Austria biogas is used especially in combined heat and power (CHP) generation applications. Therefore a continuous and rather constant heat demand at the plant's location must be available to enable an economical plant operation. Thus biogas production and its use are restricted to a rather small number of locations. On the other hand biogas will play a major role in a future energy system based on renewable sources. Biogas supply to public gas grids results in a broader use of this regenerative energy source with a high utilization factor, even without the demand for heat supply.

In this study, the infeed of biogas into public gas grids is analyzed by looking at system integration. A sustainable energy supply can only be guaranteed when both substrate for biogas production and deposit of fermented substrate are available in the region. On the other hand, local gas demand which leads to load characteristics of the gas grid has to be high enough to absorb the produced biogas.

In order to deal with these relations, a system approach is established in this study (see Figure 5).

The system border comprises the region, for which biogas infeed is investigated. Inside this border substrate additional auxiliary material and energy are supplied. Besides that, utilisation or deposit of fermented substrate is done inside this border, too. The biogas plant, gas cleaning and conditioning devices, infeed equipment and the public gas grid are represented as different elements of the system. These elements are interconnected. The thus gained structure fixes the transfer-function from the substrate input to the output of cleaned and conditioned biogas which is supplied to the gas grid.

In this study technical and operational data has been collected and analyzed for the different components and plant technologies.

Load characteristics of 2 typical public gas grids of grid level 3 (with an operation pressure < 6 bar]) are analyzed. The gas grid of a small village in a rural area as well as the gas grid of a district town show a dramatic decrease of the gas demand during summer. The amount of gas distributed in the grids reduces to one tenth of the medium winter gas demand (see Figure 4).

Besides that, prediction of gas demand using standard load profiles is strongly affected by errors (up to 50 [%]) during these low-load-periods.

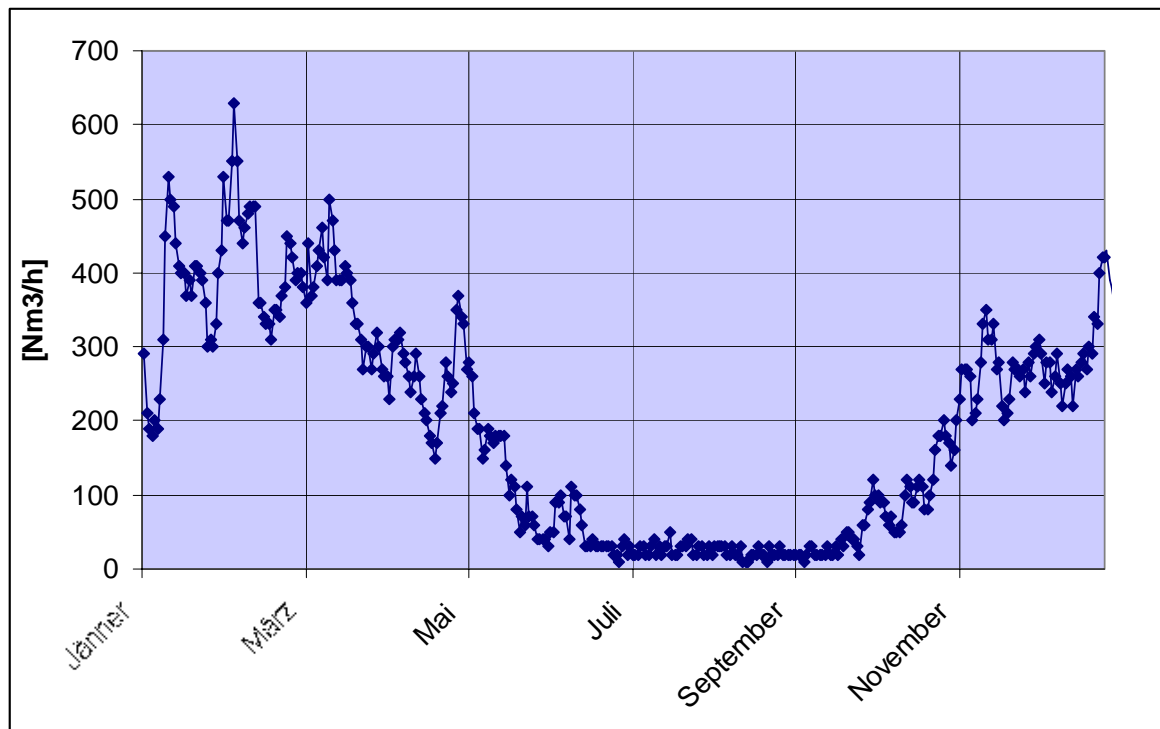


Figure 4 Load characteristics of gas demand (hourly basis) of a public gas grid of a district capital in Styria [STGW 2004]

The infeed of an, over the year, constant amount of biogas into a public gas grid depends on the minimum amount of gas in the grid. Taking this into consideration, biogas infeed to high pressure gas grids (grid level 2), which are characterized by higher amounts of transported and distributed gas, is strongly recommended.

In addition to these operational conditions, aspects regarding technical security of biogas infeed are documented in this study, too.

For the major components, available technical and operational data are documented. A method for the calculation of biogas output and quality depending on substrate input is presented. In addition to technological data, specific costs are documented for gas cleaning and conditioning technologies. Emissions which occur during operation of biogas plants, gas cleaning and conditioning and infeed into gas grids are analyzed, too.

Bearing in mind economic operation, logistics of substrate and fermented substrate are evaluated. In this context, specific costs for transport could be documented.

A method for technical and economic assessment of biogas infeed in public gas grids based on key figures is developed making use of the system approach described above. By the use of

these key figures, regional and local boundary conditions can be integrated into the assessment process.

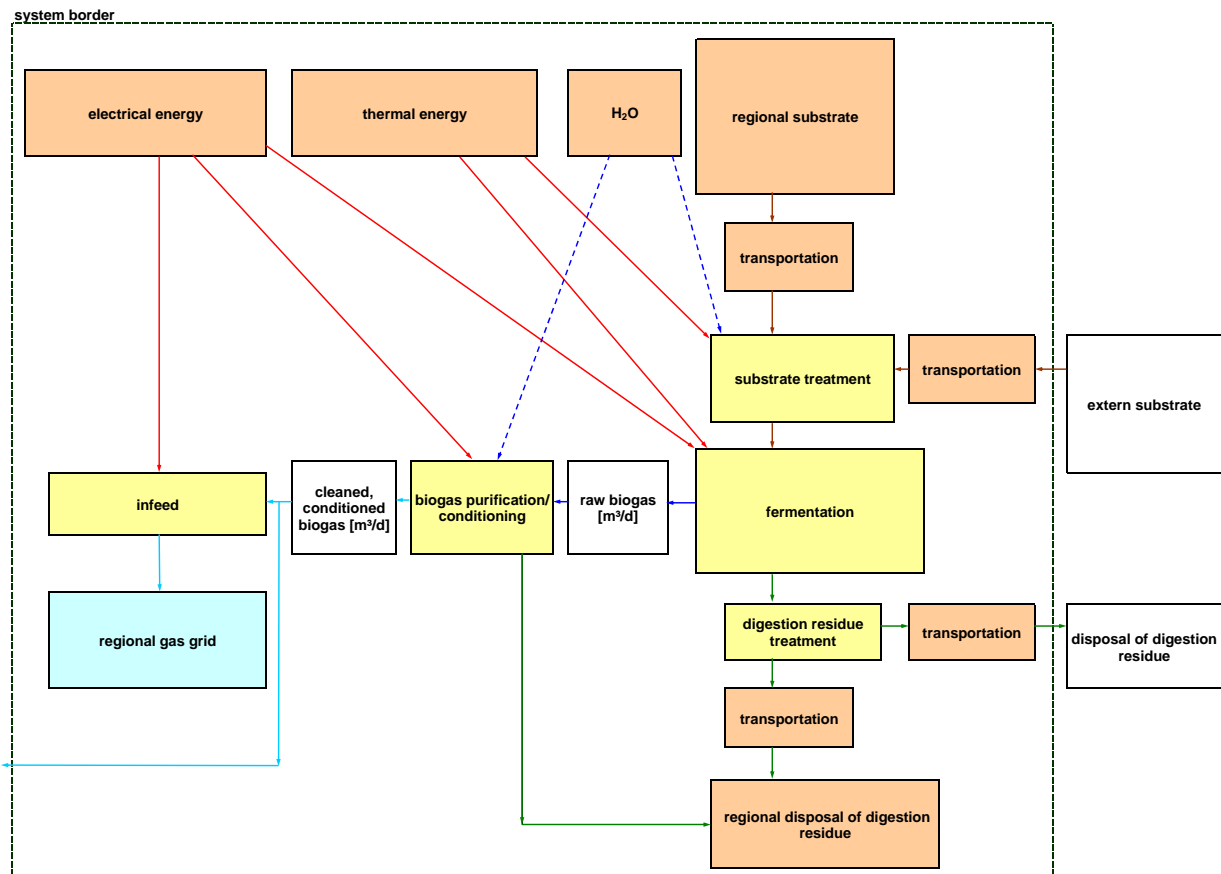


Figure 5 System approach – key figures

The key figures are structured in 3 different groups:

- Key figures related to the regional and local boundary conditions
- Key figures for technology qualification
- Key figures for assessment purpose

Typical values for these key figures are presented as far as data in appropriate quality is available.

Key figures related to the regional and local boundary conditions mainly provide data on substrate availabilities, deposit capacities, load characteristics of the gas grid, boundary conditions regarding transport, specific costs and availabilities of auxiliary material and energy, which are needed for plant operation.

Key figures for technology qualification are formulated to represent technical and economic characteristics of the biogas plant, substrate pre-treatment, gas cleaning and conditioning and infeed into the gas grid.

Key figures for assessment purpose provide information on technical and economic feasibility of biogas infeed.

Cover ratios are defined which compare each demand with the appropriate supply. Cover ratios are formulated for substrate and fermented substrate. The cover ratio of the gas grid provides information on whether the amount of cleaned and conditioned biogas and the infeed capacity (= minimum amount of infeedable biogas) of the gas grid are congruent. Figure 6 shows the relations between load characteristics of the gas grid, amount of biogas, that can be supplied to the grid and the biogas production of the plant.

Concerning quality specifications for infeed-gas this method is characterized by a high level of flexibility, because the amount of biogas that can be supplied to the public gas grid is calculated based on the desired quality of the resulting gas mixture of biogas and natural gas in combination with the load characteristics of the gas grid. Typical quality requirements for the mixed gas can be the gross calorific value etc.

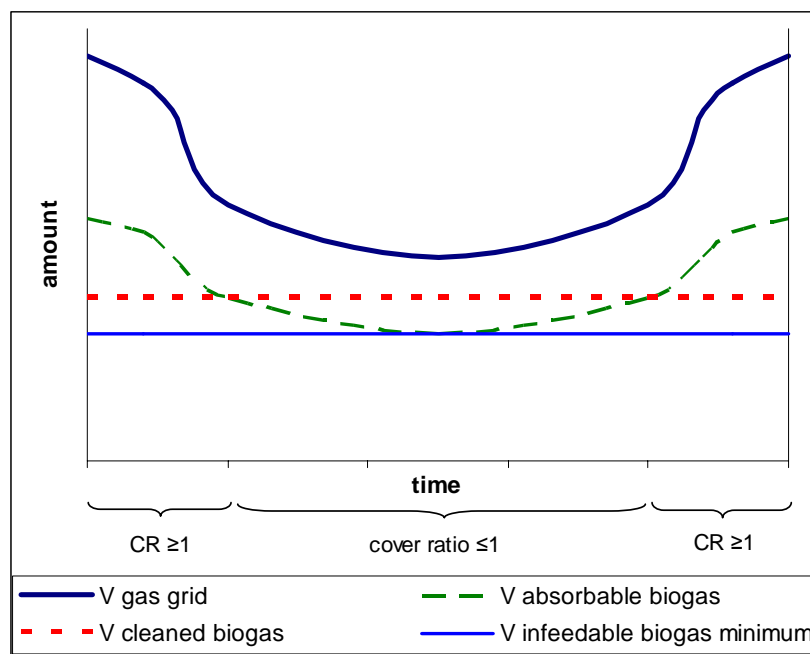


Figure 6 Load characteristics of gas grid, infeed-capacity, amount of biogas produced (schematic drawing)

For economic assessment key figures are defined which evaluate revenues and costs. Marginal costs for the installation of small CHP-units or boilers for covering the energy demand of the biogas plant are calculated, too.

Quality and risks of chosen technology, substrates and plant location are evaluated by key figures with an approach of qualitative analysis.

Recommendations for further R & D activities:

- Analysis of the effect of substrate change during operation of the biogas plant. Thus variable load characteristics can be accommodated by changing biogas production.
- The availability of data concerning technology and operation of biogas production plants and cleaning and conditioning equipment is rather poor. For that reason standardized biogas plants and efficient monitoring of existing plants should be implemented. Furthermore generally accepted technical rules should be elaborated.

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die Biogasnutzung erfolgt in Österreich momentan fast ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen ist jedoch direkt von einer kontinuierlichen Wärmeabnahme abhängig, was auch ein gewisses Standortproblem mit sich bringt.

Auf der anderen Seite wird Biogas als ein wesentlicher Energieträger in einem zukünftigen Energiesystem angesehen. Vor allem der verstärkte Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaros) zur Vergärung in Biogasanlagen wird als ein wichtiges Standbein im Zusammenhang mit der Etablierung eines nachhaltigen Energiesystems verfolgt. Vor diesem Hintergrund wird laufend über eine Verwendung des erzeugten Biogases zur Einspeisung in Erdgasnetze nachgedacht. Das macht die Biogaserzeugung unabhängig von einem Wärmeabnehmer und vermeidet einen geringen Brennstoffausnutzungsgrad des Biogases, wie er bei einer reinen Stromerzeugung ohne Wärmeauskopplung auftritt.

Für eine Einspeisung von Biogas in größeren Mengen in ein bestehendes Gasnetz gibt es in Österreich aber noch kaum praktische Erfahrungen bzw. Pilotanlagen. Insbesondere sind Fragen der Systemintegration, die aus der Qualität des erzeugten Biogases und der Liefercharakteristik herrühren, derzeit noch ungelöst. Darüber hinaus gibt es zur Zeit weder qualitative noch monetäre Kriterien für die Einspeisung von Biogas. Auch ist die Einspeisung von Biogas von der rechtlichen Seite bis dato nicht ausreichend geregelt.

Um diese Aspekte der Biogaseinspeisung in bestehende Gasnetze näher zu beurteilen, wurden im Rahmen der Programmlinie "Energiesysteme der Zukunft" zwei Grundlagenstudien durchgeführt. Das Projekt Nr. 807712 "Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich" unter Führung der HEI | Hornbacher Energie Innovation analysiert die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Einführung und Marktentwicklung der Biogas-Netzeinspeisung in Österreich. Darüber hinaus werden der Handlungsbedarf im Bereich Gesetzgebung und Förderung, sowie eine Kalkulationsgrundlage für Demonstrationsprojekte erarbeitet.

Vorliegendes Projekt Nr. 807711 "Biogas – Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze" analysiert die o. a. Fragestellungen zur Biogaseinspeisung aus dem Gesichtspunkt der Systemintegration heraus. Dazu wird ein Bewertungsverfahren für die Einspeisung biogenen Gases in bestehende Gasnetze erarbeitet. Dieses Bewertungsverfahren basiert auf

Kennzahlen für die qualitative und quantitative Beurteilung. Darüber hinaus werden allgemeine Fragestellungen der Systemintegration behandelt.

Als Vorarbeiten zum Projekt werden von Seiten der ProjektpartnerInnen Arbeiten im Rahmen der Voruntersuchung zur Vergärung von Substraten aus Schweinemastbetrieben und Grünschnitt in zwei Biogasanlagen mit angeschlossenem BHKW und Stromeinspeisung in das öffentliche Netz, sowie Datenerhebungen zur Lastcharakteristik von Gasnetzen eingebracht. Diese Erkenntnisse und Daten werden bei der Erarbeitung der technischen Randbedingungen (Arbeitspaket 1) direkt genutzt und erweitert.

Vorliegendes Projekt Nr. 807711 wird den Anforderungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ in mehrfacher Hinsicht gerecht:

- Durch die Einspeisung von Biogas wird der benötigte fossile Erdgasanteil reduziert. Somit wird die Nutzung beider Energieträger längerfristig optimiert.
- Das im Rahmen des Projekts entwickelte Bewertungsverfahren berücksichtigt für die Produktion von Biogas regional/lokal verfügbare Substrate. Somit wird die bereitgestellte Energie rein durch die Verwendung erneuerbarer Energieträger erzeugt.
- Bei einer Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze ist der Anteil der Wertschöpfung in der Region durch die Beteiligung von potentiellen Substratlieferanten (Landwirte), oder sogar durch deren Zusammenschlüsse als Betreiberkonsortium sehr hoch.
- Der Einsatz von Biogas reduziert treibhausrelevante Emissionen und vermindert auch negative Umweltauswirkungen. Das bedeutet, dass jeder Technologie, die den Anteil von Biogas am gesamten Sekundärenergieaufkommen in Österreich erhöht, ein wesentlicher Beitrag im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung zukommt.
- Die Biogaseinspeisung bildet ein individuelles und dezentral arbeitendes Energiesystem, das sich durch Anpassungsfähigkeit und regionales Einbindungspotential auszeichnet (verschiedene Substrate, Standorte, Verfahren etc.).
- Das erarbeitete Beurteilungsverfahren erlaubt, die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze für beliebige Standorte zu bewerten. Es ist demnach systemfähig.

1.2 Projektziele

Ziel des Projekts ist die Erarbeitung eines Verfahrens zur individuellen Beurteilung der technischen und ökonomischen Randbedingungen für die Netzeinspeisung von Biogas.

Im Sinne der Systemintegration werden die Lastcharakteristik des Gasnetzes, die Liefercharakteristik der Biogasanlage(n) und die Qualitätsanforderungen der Verbraucher an das aus dem Netz bezogene Gas in die Bewertung mit einbezogen.

Für die Bewertung werden Kennzahlen entwickelt, die neben einer Bewertung der Qualität und der Liefercharakteristik des Biogases die (Last-) Charakteristik des Gasnetzes beschreiben. Diese Kennzahlen können darüber hinaus einfließen in eine zukünftige Preisgestaltung bzw. zur Identifikation von Förderbedarf für eingespeistes Biogas.

Weiters werden allgemeingültige Aussagen gewonnen, die auf folgende Fragestellungen abzielen:

- Welche Randbedingungen sind generell günstig für eine Biogaseinspeisung?

Dabei werden nicht nur technische, sondern auch ökonomische und rechtliche Gesichtspunkte durchleuchtet, und Aussagen getroffen, die als Basis in weiterführende Projekte eingebunden werden können.

- Gibt es allfällige Grenzen, die eine Biogaseinspeisung von vorneherein ausschließen?

Hier werden aus mehreren Gesichtspunkten heraus Randbedingungen erhoben, die eine Biogaseinspeisung in Frage stellen. Es spielen nicht nur Qualität und Quantität von Substrat und somit auch von Biogas eine entscheidende Rolle. Die Standortfrage einer solchen Anlage hängt vorwiegend auch von der Topologie und der Lastcharakteristik des Gasnetzes ab.

Das erarbeitete Verfahren soll in Zukunft schon im Planungsstadium von Biogasanlagen eingesetzt werden, um eine bestmögliche Integration des Biogases in das Gasnetz zu ermöglichen. Eine Abschätzung der lokal erzielbaren Biogasmenge und -qualität führt schon während der Planung zu den richtigen Weichenstellungen hinsichtlich Fermentations- und Gasreinigungstechnologie.

1.3 Projektteam

Das Projektteam besteht aus der FH Joanneum – Studiengang Infrastrukturwirtschaft (Kapfenberg), dem Technischen Büro für Chemie & Biotechnologie DI Dr. Ingrid Theißing-Brauhart (Graz) und der Steirischen Gas-Wärme GmbH (Graz).

Die FH Joanneum übernimmt die Projektleitung. Sämtliche forschungsrelevanten, theoriebezogenen Fragestellungen werden an der FH Joanneum, zu einem Teil in Form von Diplom- und Projektarbeiten, bearbeitet. Darüber hinaus erbringt die FH Joanneum Leistungen im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Beurteilung.

Das Technische Büro für Chemie und Biotechnologie stellt das Bindeglied zwischen der theoretischen Seite und den praktischen Fragestellungen hinsichtlich Auslegung und Anlagenbetrieb dar. Die Aspekte der Verfahrens- und Anlagentechnologie werden vor allem vom Technischen Büro abgedeckt.

Die Steirische Gas-Wärme GmbH bringt als Gasnetzbetreiber wichtige praktische Erfahrungen mit Betrieb und Technologie der Gasinfrastruktur ein. Diese Aspekte tragen wesentlich zur Zielerreichung und Weiterentwicklung dieses Projektes bei. Vor allem kann sie als potentieller Projektpartner einer Demonstrationsanlage fungieren.

1.4 Projektablauf

Das Projekt wurde mit Anfang Juli 2004 gestartet und mit Ende April 2005 beendet. Die Arbeiten wurden nach folgendem Zeitplan abgewickelt. Die Abhaltung des Abschlussworkshops ist, nach Approbation des Endberichtes, im Juni 2005 geplant.

Beteiligter			Projektmonat											
FH	TB	GW	Arbeitsschritte	0704	0804	0904	1004	1104	1204	0105	0205	0305	0405	
Arbeitspaket 1: Erarbeitung der Technischen Randbedingungen														
X		X	Typologisierung des Gasverbrauchs im Gasnetz											
X		X	Erhebung von Gasnetztechnologien und wesentliche Aspekte der Gasnetztopologie											
X	X		Erhebung der Technologien der Biogaserzeugung											
X	X		Feststellen wichtiger Betriebsaspekte der Biogaserzeugung											
X	X	X	Erhebung der Einflüsse der Fermentationstechnologie und der Substrate auf Qualität und Quantität des erzeugten Biogases.											
X	X		Erarbeitung der Liefercharakteristik unterschiedlicher Anlagen-Substrat-Kombinationen											
X	X	X	Erhebung der Technologie und Betriebsaspekte verschiedener Gasaufbereitungstechnologien											
X	X		Feststellen des Energiebedarfs der einzelnen Umwandlungsschritte innerhalb des Prozesses											
X		X	Ausarbeitung von Fragen zur technischen Sicherheit der Gaseinspeisung						♦					
Arbeitspaket 2: Erarbeitung des Beurteilungsverfahrens														
X	X		Finden von Zusammenhängen Substrat – Gasmenge/Gasqualität											
X	X	X	Entwickeln eines Verfahrens zur Beurteilung der Effekte der Biogaseinspeisung auf das Gasnetz											
X	X	X	Weiterentwicklung des Verfahrens zur Identifikation allfälliger Aufbereitungsschritte											
X	X		Entwickeln von Kennzahlen zur schnellen und sicheren Anwendung des Bewertungsverfahrens									♦		
Arbeitspaket 3: Finden allgemeingültiger Aussagen														
X	X		Erarbeiten von generell günstigen Randbedingungen für die Biogaseinspeisung											
X	X		Finden von Ausschließungsgründen für eine Biogaseinspeisung											
X	X	X	Identifikation Technische Maßnahmen im Gasnetz, die die Biogaseinspeisung begünstigen.											
Arbeitspaket 4: Dokumentation														
X	X		Verfassen des Berichts											
X	X	X	Abhalten des Abschlussworkshops										♦	

Abbildung 7 Zeitplan (FH=FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, TB=Technisches Büro Theißing-Brauhart, GW=Steirische Gas & Wärme GmbH)

Entsprechend den Zuständigkeiten der einzelnen ProjektpartnerInnen wurden die Arbeiten größtenteils parallel abgewickelt. In regelmäßigen Projektbesprechungen wurden die jeweils aktuellen Ergebnisse und Fragestellungen zwischen den ProjektpartnerInnen erörtert. Zur Erarbeitung und Überarbeitung der Kennzahlen des Bewertungsverfahrens und zur Festlegung der allgemeinen Schlussfolgerungen aus dem Projekt wurden 2 ganztägige Workshops am 3. März 2005 und am 22. April 2005 durchgeführt. Bei diesen Workshops wurden darüber hinaus, soweit möglich, Inkonsistenzen hinsichtlich der verfügbaren Daten erörtert, und allgemeine, das Projekt betreffende Fragestellungen abgehandelt.

Die von Seiten der Programmlinie geforderte, und im Förderungsvertrag spezifizierte Abstimmung mit dem Projekt Nr. 807712 "Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich" erfolgte in Form eines gemeinsamen Workshops am 17. August 2004 in Wien, sowie einer gemeinsamen Erörterung der den beiden Projektteams vorliegenden technischen Daten am 18. November 2004 ebenfalls in Wien. Darüber hinaus gab es einen regen Erfahrungsaustausch per Telefon und e-mail.

2 Methodik

Grundlage des methodischen Vorgehens im Rahmen des vorliegenden Projektes ist eine systemtechnische Betrachtungsweise. Das bietet den Vorteil, dass die komplexen Zusammenhänge der Kopplung der Biogaserzeugung und -aufbereitung und des Gasverbrauches im Gasnetz dadurch besser beschreibbar und bewertbar werden. Eine Auslegung und Bewertung einer Biogaseinspeisung nur nach wenigen Parametern oder nur nach allgemeingültigen Kriterien ist nicht zielführend, da für jeden (potenziellen) Standort einer derartigen Anlage andere lokale und regionale Gegebenheiten maßgeblich sind. Es gilt vielmehr, die verschiedenen lokal wirksamen Faktoren systematisiert in die Planung und Bewertung einer Biogaseinspeisung mit einfließen zu lassen. Mittels eines Systemansatzes lässt sich dies in einer übersichtlichen Form durchführen (vgl. hierzu [Haberfellner 2002]). Die erforderlichen Zuordnungen zeigt Abbildung 8.

2.1 Systemgrenze

Die Systemgrenze grenzt den Bereich, innerhalb dessen die Planung/Betrachtung/Bewertung durchgeführt wird, gegenüber der Umgebung ab. Die detailliert untersuchten Bereiche liegen innerhalb der Systemgrenze. Die Wirkungszusammenhänge werden nur für das betrachtete System innerhalb der Grenze untersucht. Zwischen dem System und der Umgebung gibt es Beeinflussungen, die aber nicht direkt gesteuert werden bzw. steuerbar sind.

Im Rahmen der Beurteilung von Biogaseinspeisungen in bestehende Gasnetze wird die Systemgrenze sinnvollerweise mit der Grenze der Region festgelegt, aus der die (Haupt-) Substratversorgung und in der die Gärrestentsorgung erfolgen. Innerhalb der Systemgrenze befinden sich somit das regionale Gasnetz, die Biogasanlage, die Substratquelle und die Senke zur Entsorgung des Gärrestes.

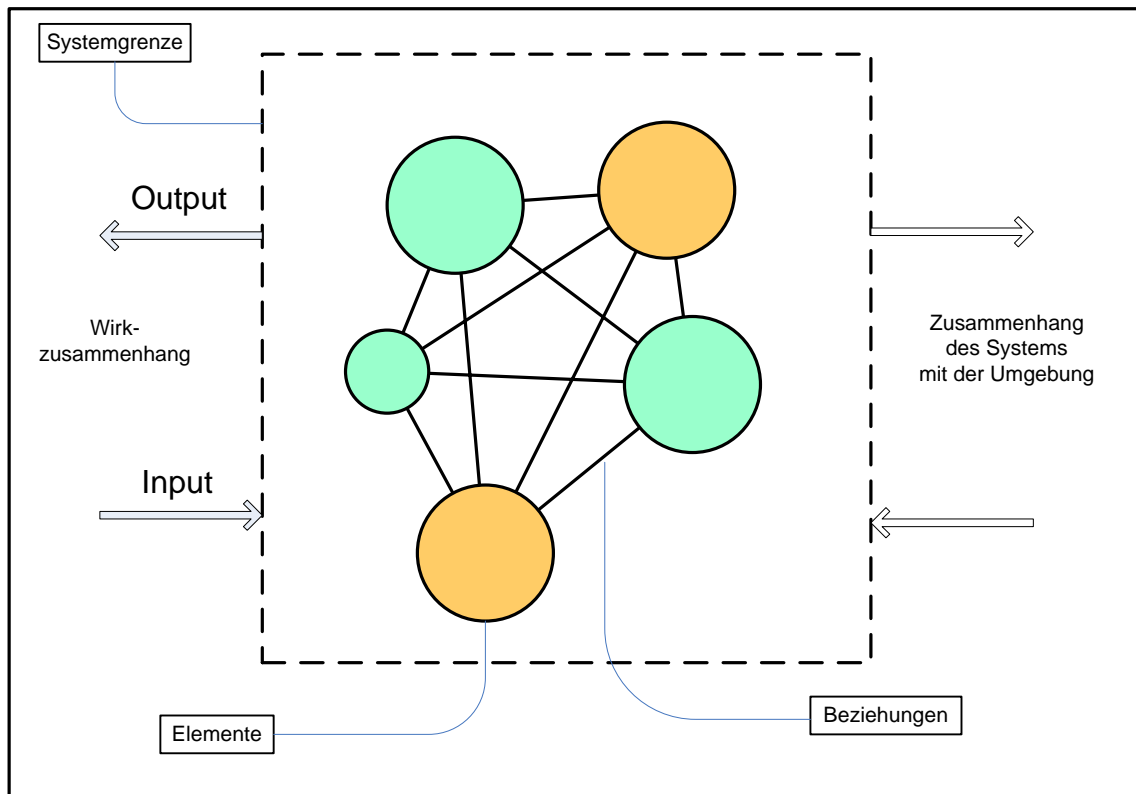


Abbildung 8 Systemstruktur, Elemente im System und Zusammenhänge

2.2 Systemelemente

Innerhalb jedes Systems befinden sich Elemente als dessen Hauptbestandteile. Im vorliegenden Anwendungsfall sind die Hauptelemente das Gasnetz, die Biogasanlage, die Aufbereitungseinrichtungen für das erzeugte Rohbiogas, die Substratquelle, sowie die Gärrestsenke.

2.3 Systemstruktur

Die Elemente eines Systems stehen in Beziehung zueinander. Diese Wirkungsbeziehungen, in unserem Fall die Kette Substrat – Biogasanlage – Rohbiogas – Gasaufbereitung – Reinbiogas – Gasnetz, bilden eine Systemstruktur.

Innerhalb der Elemente wird der Wirkungszusammenhang mit Übertragungsfunktionen beschrieben. Über diese Übertragungsfunktionen werden der Input (z. B. Substrat in die Biogasanlage) mit dem Output (z. B. Rohbiogas aus der Biogasanlage) verknüpft. Bei Kenntnis der Übertragungsfunktionen kann somit der Output direkt aus der Inputgröße errechnet werden.

Durch die Verknüpfung der einzelnen Elemente des Systems erhält man dadurch die Übertragungsfunktion des Gesamtsystems.

Mittels dieses Systemansatzes lässt sich die Situation einer Einspeisung von Biogas in ein bestehendes Gasnetz aus dem Blickwinkel des tatsächlichen Anlagenbetriebes heraus darstellen. Die Spezifika eines speziellen Anwendungsfalles gehen dabei als Randbedingungen in die Abbildung des Systems ein. Allgemeine Annahmen müssen somit nicht als Basis für Projektentscheidungen herangezogen werden. Vielmehr werden die tatsächlichen lokalen und regionalen Gegebenheiten abgebildet.

Entsprechend der Zielsetzung des Projekts, der Erarbeitung eines Verfahrens zur individuellen Beurteilung der technischen und ökonomischen Randbedingungen für die Netzeinspeisung von Biogas, muss aber darüber hinausgehend noch eine Bewertungsebene eingefügt werden. Innerhalb dieser Bewertungsebene werden die maßgeblichen Faktoren des Gesamtsystems mittels Kennzahlen miteinander verknüpft. Dadurch wird die Vielzahl der technischen und wirtschaftlichen Parameter auf einige wenige Werte zusammengefasst. In Kapitel 1 sind die Funktion und Definition dieser Kennzahlen erläutert.

Diese Kennzahlen sind so zu gestalten, dass sie in Zukunft schon im Planungsstadium von Biogasanlagen eingesetzt werden können, um eine bestmögliche Integration des Biogases in das Gasnetz zu ermöglichen. Eine Abschätzung der lokal erzielbaren Biogasmenge und -qualität führt schon während der Planung zu den richtigen Weichenstellungen hinsichtlich Fermentations- und Gasreinigungstechnologie.

Das durch den systemtechnischen Ansatz gewonnene Abbild der Betriebsweise einer Biogaseinspeisung wird in einem weiteren Arbeitsschritt dazu verwendet, allgemeingültige Aussagen darüber zu gewinnen, welche Randbedingungen generell günstig für eine Biogaseinspeisung sind, bzw. ob es allfällige Grenzen gibt, die eine Biogaseinspeisung von vorneherein ausschließen?

Im Zuge des vorliegenden Projekts "BIOGas-Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze" gilt es nun einerseits die erforderlichen Daten für die Systemelemente zu erheben. Das betrifft vor allem die Ermittlung der Übertragungsfunktionen der verschiedenen Anlagenteile (Input - Output – Verknüpfungen von Biogasanlage, Gasreinigung etc.). Andererseits müssen die erforderlichen Kennzahlen definiert, und auf ihre Signifikanz hin überprüft werden.

3 Gasnetz

Bei der Einspeisung von Biogas kommt dem Gasnetz eine entscheidende Bedeutung zu, da es als Senke das erzeugte Biogas aufnehmen muss. Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurden deshalb eingehende Untersuchungen der Lastcharakteristik und der technischen Randbedingungen der Gaseinspeisung durchgeführt. Darüber hinaus gilt es noch, grundsätzliche Fragestellungen zur technischen Sicherheit der Einspeisung von Biogas zu klären.

3.1 Gasnetz – Topologie und Verbrauchsprofile

3.1.1 Allgemeines

Es werden je nach Funktion 3 verschiedene Netzebenen unterschieden [Haslinger 2004].

Leitungen der Netzebene 1 werden im Allgemeinen als Fernleitungen bezeichnet. Charakteristisch für Fernleitungen ist das hohe Druckniveau mit Drücken bis zu 70 [bar]. Die Leitungsdimensionen hängen stark von der Durchsatzkapazität und dem benötigten Druck des Gases ab; Rohrleitungsdurchmesser von 800 bis 1050 [mm] reichen in der Regel aus.

Druckabfälle des Gases aufgrund von Reibungsverlusten werden beim Transport über weite Strecken durch Verdichterstationen, die in Abständen von ca. 100 bis 150 [km] installiert sind, ausgeglichen.

Fernleitungen dienen nur dem Transport von Gas über weite Strecken und es gibt keine direkten Abnehmer.

Leitungen der Netzebene 2 werden als Verteilerleitungen bezeichnet. Als Verteilerleitungen bezeichnet man alle Rohrleitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Kunden dienen und sich über ein geografisch abgegrenztes Verteilergebiet erstrecken.

Gemeinsam mit den Fernleitungen zählen auch die Verteilerleitungen der Netzebene 2 zu den Hochdruckleitungen. Es gilt, ein Druckniveau von 6 [bar] nicht zu unterschreiten. Der maximale Betriebsdruck ist ebenfalls mit 70 [bar] begrenzt.

Auch in dieser Netzebene sind mit Ausnahme einiger Großabnehmer keine direkten Abnehmer an das Netz angeschlossen.

Leitungen der Netzebene 3 sind alle Verteiler- und Versorgungsleitungen mit einem Druck < 6 [bar]. Sie zweigen immer direkt von Verteilerleitungen der Ebene 2 ab und bilden das

dichteste Netz. Meist verlaufen diese Leitungen entlang von Straßenzügen und sie dienen der direkten Belieferung von Abnehmern.

Grundsätzlich kann aber in keinem Gasnetz, unabhängig von der jeweiligen Netzebene, von einem konstanten Betriebsdruck ausgegangen werden. Dieser ist direkt proportional zum Gasverbrauch. Je größer der Gasverbrauch in einem Gasnetz, Subnetz oder Netzabschnitt ist, desto größer muss der Druck am jeweiligen Einspeisepunkt sein. Das ist eine direkte Folge der Druckverluste im Gasnetz.

Druckverluste entstehen bei der Durchströmung von Rohrleitungen durch Reibung an den Rohrwänden und durch Einzelströmungsverluste an Rohrkrümmern und Armaturen. Der Druckverlust ist abhängig vom Quadrat der Strömungsgeschwindigkeit in den Rohrleitungen und ist somit proportional dem Quadrat des Gasvolumenstroms in den Leitungen (Strömungsgeschwindigkeit = Volumenstrom / Querschnittsfläche). Hinsichtlich der Berechnungsweise von Druckverlusten und der hierfür benötigten Kennzahlen (Rohrreibungszahl λ , Widerstandsbeiwert ζ) wird auf die einschlägige Fachliteratur verwiesen [VDI-Wärmeatlas 2002].

Für jegliche Einspeisung von Gas, also auch von Biogas, bedeutet das, dass die einspeisende Anlage in der Lage sein muss, variable Einspeisedrücke bereitstellen zu können. Die hierfür nötige Druckerhöhung kann daher mit einem mehrstufigen, drehzahlgeregelten Kompressor erfolgen, was größere Investitionskosten bedeutet. Alternativ dazu wäre auch eine Verdichtung des eingespeisten Gases auf den maximal auftretenden Druck im Netz möglich. Die Anpassung an den jeweiligen Betriebsdruck kann dann durch Drosselung erfolgen. Den niedrigeren Investitionskosten für den Kompressor stehen in dieser Variante eklatant höhere Betriebskosten gegenüber, die vom Motor zum Antrieb des Kompressors hervorgerufen werden. Damit kommt diese Konfiguration vor allem in den Niederdruckgasnetzen der Netzebene 3 zum Tragen.

3.1.2 Lastgänge

Der momentane Gasverbrauch ist in jedem Netz starken Schwankungen unterworfen. Es ist ein deutlicher Einfluss der Jahreszeit (Entfall des Gasbedarfs für Heizungszwecke im Sommer) zu beobachten (siehe Abbildung 9).

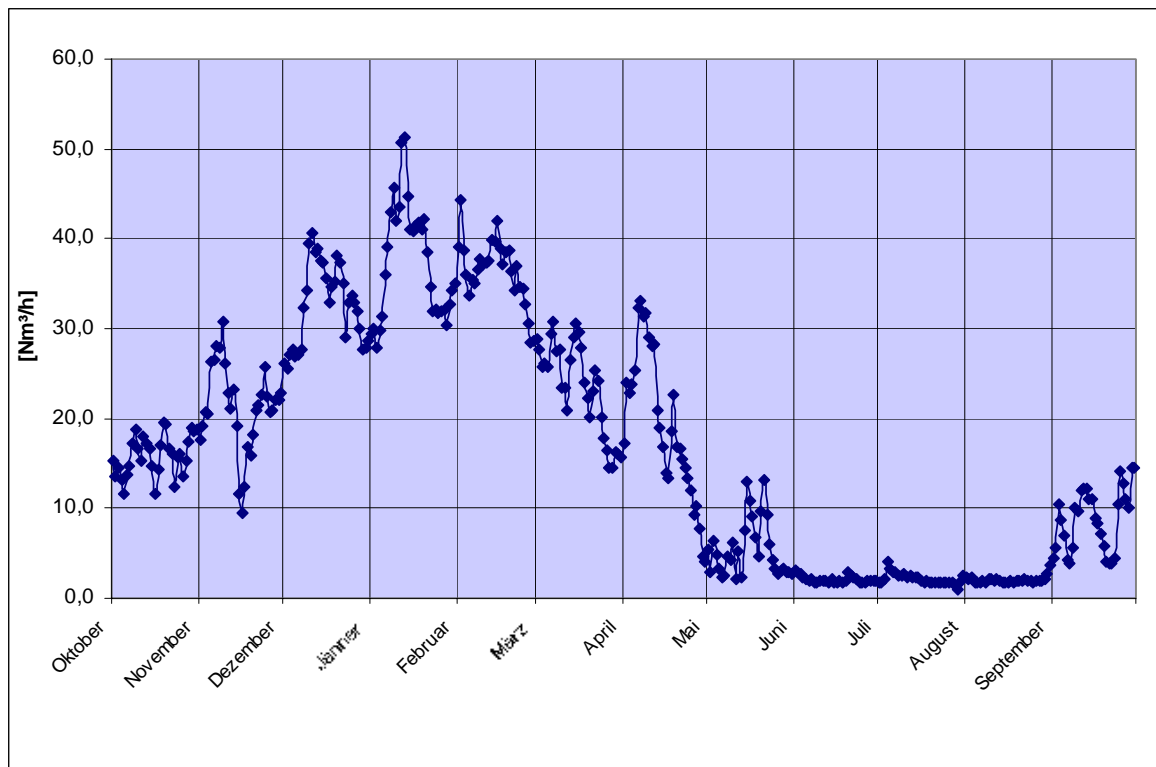


Abbildung 9 Jahresganglinie des mittleren stündlichen Gasverbrauches eines kleinen Gasnetzes im ländlichen Raum [Haslinger 2004]

Wie bei allen Energieträgern ist eine Morgen- und Abendspitze zu beobachten (siehe Abbildung 10). Diese Verbrauchsspitzen verändern ihre charakteristische Form je nach Jahreszeit. Sind beide Verbrauchsspitzen in den Wintermonaten eher breit, so gibt es eine deutliche Verschmälerung der Morgenspitze im Frühjahr bei gleichzeitigem Wegfall der Abendspitze.

Stark beeinflusst wird der Lastgang aber auch von der Struktur der angeschlossenen Verbraucher. So zeigt der Verbrauch von Kunden, die das bezogene Erdgas überwiegend für Heizungszwecke einsetzen (Ein- und Mehrfamilienhäuser) einen ausgeprägten Tagesgang und einen von der Jahreszeit abhängigen Verlauf. Der Verbrauch von Gewerbekunden und Industrie ist demgegenüber durch den geringeren Anteil des Heizungsbedarfes am Gesamtgasbezug durch einen eher konstanten Verlauf, sowohl über den Tag, als auch über das Jahr gekennzeichnet. Die charakteristischen Verbrauchsverläufe verschiedener Kunden sind in den Normlastprofilen (NLP) hinterlegt.

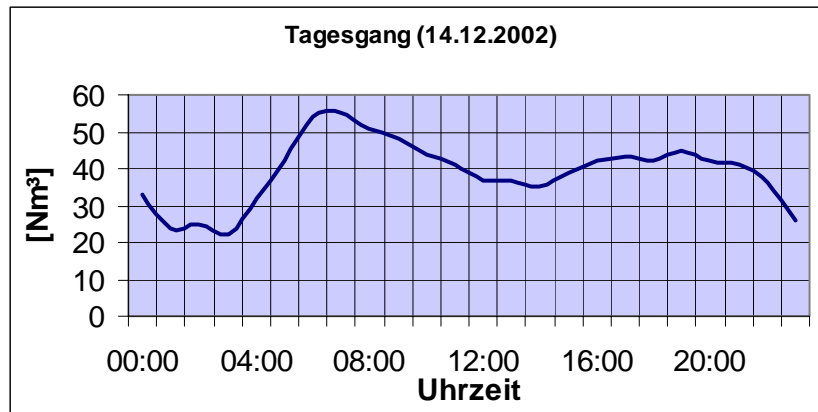


Abbildung 10 Tagesganglinie des Gasverbrauches eines kleinen Gasnetzes im ländlichen Raum im Winter [Haslinger 2004]

Der Verwendung von standardisierten Lastprofilen in Österreich geht eine Neuerung im GWG voraus, die besagt, dass Messpunkte (einzelne Abnehmer), die einen Betriebsüberdruck unter 100 [mbar] und einen Jahresverbrauch kleiner 100.000 [Nm³] aufweisen, mit Hilfe von standardisierten Lastprofilen abgerechnet werden müssen. [Gaswirtschaftsgesetz 2002]

Dazu wurden im Rahmen einer Studie an der TU Graz und der Salzburg AG im September 2002 Lastprofil-Typen berechnet: für Einfamilienhäuser, für Mehrfamilienhäuser und für Gewerbe-Kunden.

Normlastprofile werden täglich für alle 21 Temperaturzonen in Österreich berechnet und vom Bilanzgruppenkoordinator bereitgestellt. Die darin enthaltenen Werte sind immer abhängig von den Tagesmitteltemperaturen in den einzelnen Zonen. Der Bilanzgruppenkoordinator ist die Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung für Ausgleichsenergie. Für die Regelzone Ost ist die AGCS (Austrian Gas Clearing and Settlement AG) und für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg ist die A & B (Ausgleichsenergie und Bilanzgruppen – Management AG) zuständig.

Bei der Entwicklung der verschiedenen Normlastprofile wurde versucht, auf eine möglichst große Anzahl von Einflussfaktoren, die das Verbrauchsverhalten der einzelnen Verbrauchergruppen bestimmen, einzugehen.

Ziel ist es, ein Kundenlastprofil im laufenden Jahr aufgrund des Vorjahresverbrauchs möglichst genau vorherzusagen. Eine kosten – und zeitintensive monatliche Ablesung der Zählerstände bei den einzelnen Hausanschlüssen ist somit nicht mehr nötig.

Es gibt eine Reihe von Faktoren, die den Verbrauch beeinflussen können:

- Klimafaktoren: Dieser Faktor wirkt sich vor allem auf das Heizverhalten aus und ist bestimmt durch die wichtigste Einflussgröße für den Tagesverbrauch, die Außentemperatur und durch die Einteilung Österreichs in örtlich abgegrenzte Temperaturzonen. Im Weiteren hat sich gezeigt, dass das Einbeziehen der Klimafaktoren Wind und Niederschlag keine Genauigkeitsverbesserung ergeben.
- Objektdaten: Es wird dabei vor allem auf den Gebäudetyp eingegangen; Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Gewerbeobjekte. Einflussfaktoren wie Gebäudenutzung, Baujahr und Sanierungszustand können aufgrund fehlender Transparenz der Daten nicht berücksichtigt werden.
- Kalendarische Einflüsse: Durch die Verwendung von Tagesmitteltemperaturen kann auf eine Einteilung nach Jahreszeiten verzichtet werden. Es gibt jedoch eine Differenzierung von bestimmten Wochentagen anhand verschiedener Tagestypen. Diese sind Werktag, Samstag und Sonntag, sowie bei Gewerbeobjekten Wochenenden. Feiertage werden nicht gesondert klassifiziert; man greift auf die Typen Wochenende bzw. Samstag und Sonntag zurück.
- Soziodemographische Einflussfaktoren: Dieser Bereich ist sehr weitläufig und befasst sich mit dem Verbrauchsverhalten einzelner Personengruppen. Eine Einteilung in Berufstätige, Familien, Pensionisten etc. kann durch zu ungenaue und stark unterschiedliche Verbrauchsverhalten nicht gemacht werden und dieser Faktor kann deshalb auch nicht berücksichtigt werden. [Fuhrberg-Baumann 2002]

Es zeigt sich, dass einige Faktoren bei der Entwicklung der Normlastprofile nicht berücksichtigt werden konnten. Abweichungen sind deshalb unumgänglich.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurden Lastgänge repräsentativer Gasnetze untersucht, um Randbedingungen für die Einspeisung von Biogas zu gewinnen. Darüber hinaus wurde ein Vergleich zwischen gemessenen Verbrauchswerten und den Ergebnissen der Berechnung nach Normlastprofilen durchgeführt.

Der in Abbildung 9 dargestellte Jahreslastgang eines Ortsnetzes im ländlichen Raum, das eine typische Verbraucherstruktur repräsentiert, zeigt einen dramatischen Abfall des Gasverbrauchs in den Sommermonaten auf ca. ein Zehntel des Winterwertes.

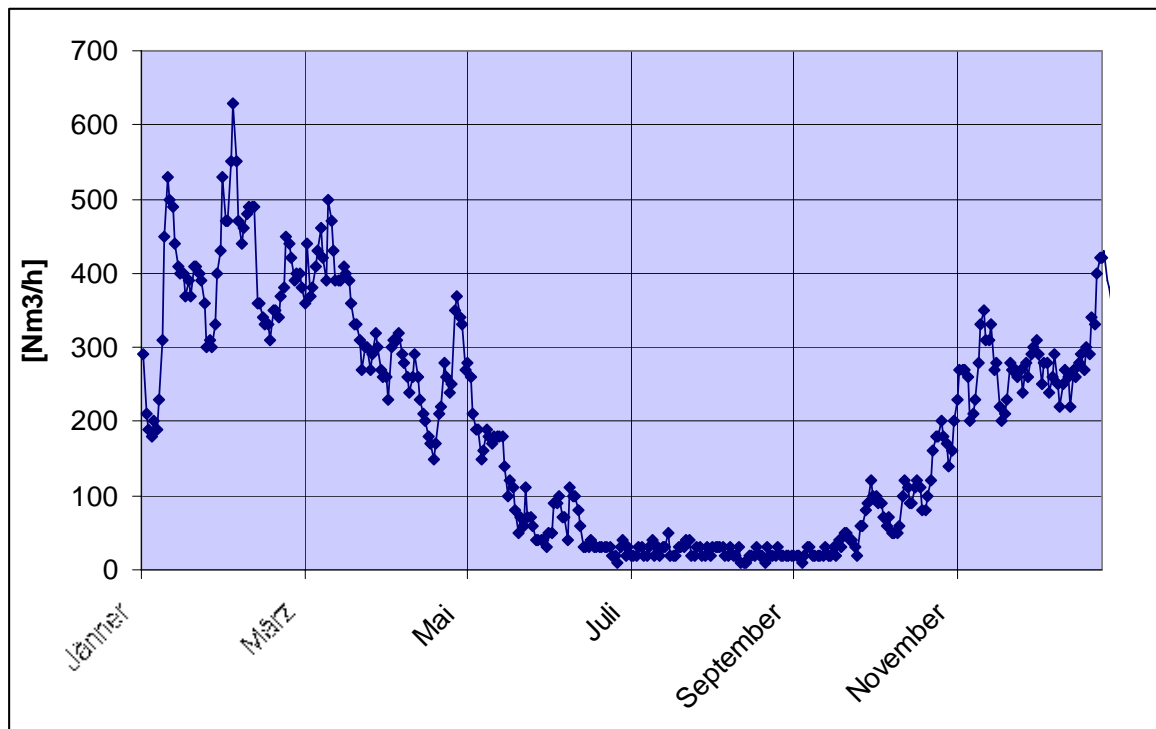


Abbildung 11 Jahresganglinie des stündlichen Gasverbrauches eines Gasnetzes einer obersteirischen Bezirkshauptstadt [STGW 2004]

Auch der in Abbildung 11 dargestellte Verlauf des Gasverbrauches einer Bezirkshauptstadt zeigt den starken Abfall der Gaslieferungen in den Sommermonaten. Dieses Netz ist dadurch charakterisiert, dass das Zentrum mit dem Großteil der öffentlichen Gebäude mit Fernwärme versorgt ist, und die Gasversorgung sich ausschließlich auf Gewerbekunden und die städtischen Randbereiche beschränkt. Dieses Gasnetz kann als typisch für Bezirksstädte in der Steiermark angesehen werden. Der Vergleich mit dem in Abbildung 9 dargestellten Lastgang eines kleinen ländlichen Netzes zeigt, dass es keinen qualitativen Unterschied im Lastprofil gibt, da in beiden Netzen vornehmlich Privathaushalte versorgt werden. Lediglich das Niveau der Gaslieferung spiegelt die unterschiedliche Größe der Netze wider.

Generell gibt es noch wenige Daten über die Lastgänge in Gasnetzen. Vor der Liberalisierung der Gasmärkte waren diese Lastgänge für die Gasversorgungsunternehmen nicht von besonderem Interesse. Erst in Folge der Liberalisierung werden Lastgänge erhoben, wodurch im Allgemeinen bei der Beurteilung von Gaseinspeisungen nicht von einem hinreichenden Datenmaterial ausgegangen werden kann. Es wird dementsprechend die Verwendung von Normlastprofilen unumgänglich.

Wie bereits oben erwähnt, weisen Normlastprofile Fehler gegenüber der Wirklichkeit auf. Im vorliegenden Projekt wurde deshalb auch untersucht, mit welchen Abweichungen zwischen den nach Normlastprofilen ermittelten und den tatsächlichen Gasverbräuchen zu rechnen ist.

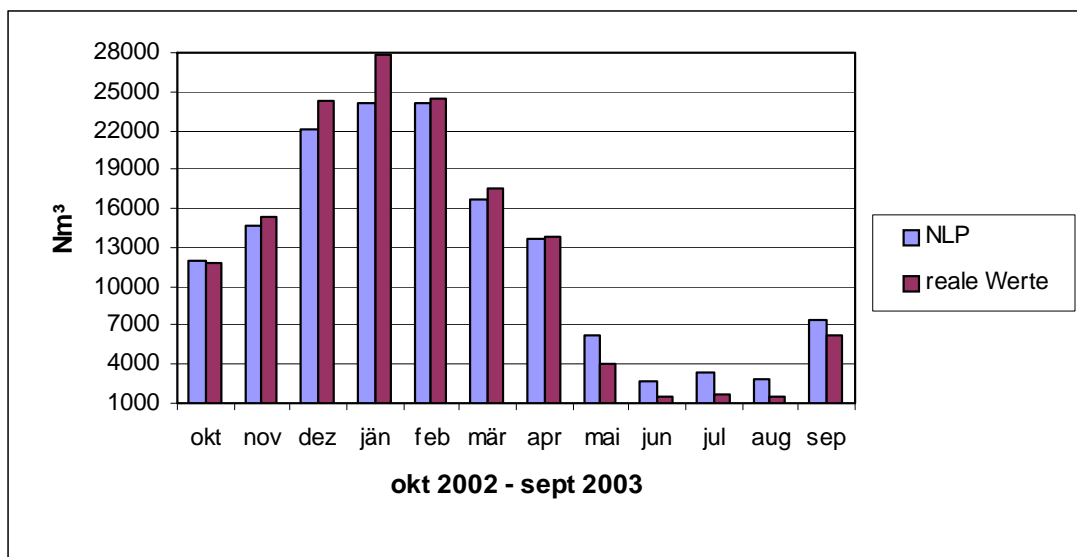


Abbildung 12 Abweichung zwischen Normlastprofil (NLP) und tatsächlichem Verbrauch (Absolutwerte in [Nm³]) [Haslinger 2004]

Der Vergleich zwischen tatsächlichem Lastgang im Gasnetz und den mittels Normlastprofil ermittelten Werten zeigt eine deutliche Abweichung in Schwachlastzeiten (siehe Abbildung 12). Das sind vor allem die Sommermonate, die durch einen starken Abfall des Gasverbrauches für Heizzwecke gekennzeichnet sind. Hier liegen die realen Verbrauchswerte bis zu 50 [%] unter den gemäß NLP errechneten. Eine Erklärung hierfür sind u.a. Solaranlagen, die im Sommer die Warmwassererzeugung zum Großteil abdecken. Ebenso liegt der Gasverbrauch in der Nacht deutlich unter den NLP-Werten (bis zu 40 [%]). Die Erklärung für dieses Phänomen ist vor allem in der Heizungsregelung (Stichwort Nachtabsenkung) zu suchen.

Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass in Phasen mit einem hohen Gasverbrauch die realen Verbrauchswerte bis zu 10 [%] über den NLP-Werten liegen.

Die Abweichungen zwischen Normlastprofil und tatsächlichem Lastgang in dem betrachteten städtischen Netz sind nur geringfügig niedriger als jene in einem ländlichen Netz. Laut Auskunft des Leiters des Datenmanagements des Gasnetzbetreibers in der Steiermark fließen in die Berechnung des Normlastprofils auch die Vorjahresabgabemengen direkt ein. Damit sind auch die klimatischen jährlichen Schwankungen für die doch sehr großen Abweichungen mitverantwortlich. In den Sommermonaten zeigt sich eine relativ stabile Abweichung zwischen Normlastprofil und tatsächlichem Verbrauch, sodass in dieser Periode eine Lastprognose mit entsprechend reduzierten Werten möglich erscheint.

3.1.3 *Randbedingungen für die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze*

Fasst man die in den vorstehenden Kapiteln dargelegten Sachverhalte des Gasnetzbetriebes zusammen, so sind folgende Randbedingungen für die Einspeisung von Gas, und somit auch von Biogas in bestehende Netze maßgeblich:

- Saisonaler Verlauf des Gasverbrauches im Netz.
In den Sommermonaten reduziert sich der Verbrauch auf ein Zehntel des mittleren Verbrauchs in den Wintermonaten.
- Der Gasdruck im Netz ist variabel.
Bei größerem Verbrauch muss wegen der größeren Druckverluste ein höherer Ausgangsdruck bereitgehalten werden.
- Bei einer Lastprognose mit Normlastprofilen ist in Schwachlastzeiten (= Sommermonate) mit Fehlern von bis zu 50 [%] zu rechnen.

3.1.4 *Schlüsse für die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze*

Aufgrund des starken saisonalen Verlaufs der Lastgänge in Netzebene 3 sollte die Einspeisung möglichst in Netzebene 2 erfolgen. Das bedingt aber durch das höhere Druckniveau einen zusätzlichen Investitions- und Betriebsaufwand für einen geeigneten Gasverdichter. Vor allem muss die Gasverdichtung mit den variablen Betriebsdrücken im Gasnetz zurecht kommen. Diesem zusätzlichen Aufwand kann jedoch eine Ersparnis für geringere Aufbereitung des eingespeisten Biogases gegenüber stehen (vgl. hierzu die Situation der Biogaseinspeisung in der Schweiz, die in Kapitel 6.1 näher erläutert ist). Generell vorteilhaft ist es, wenn ein Direktkunde mit großem Verbrauch (Industriekunde) für die Biogaslieferung bereitsteht.

Bei einer Einspeisung in Verteilnetze der Netzebene 3 ist der Einspeisepunkt so zu wählen, dass es in keinem Teilbereich des Netzes und zu keiner Zeit zu einer Umkehr der Strömungsrichtung kommt. Eine Versorgung in Rohrleitungsnetzen mit unterschiedlichen Rohrquerschnitten funktioniert ohne größere Druckverluste, die die Funktionsweise des gesamten Netzes negativ beeinflussen, nur von großen Nennweiten hin zu kleineren Nennweiten.

Demnach erscheint als potenzieller Einspeisepunkt in Netze der Netzebene 3 die Anspeisung von der Netzebene 2 her am zielführendsten.

3.2 Einspeisung technisch, Sicherheit

3.2.1 Allgemeines

Einleitend zu diesem Kapitel muss angeführt werden, dass gegenwärtig von Seiten der ÖVGW (Österreichischer Verein des Gas- und Wasserfaches) eine Richtlinie erarbeitet wird, die zum Ziel hat, technische Kriterien zu definieren, unter welchen Biogas in ein Erdgasversorgungsnetz eingespeist werden kann. Bei der Erarbeitung dieser Richtlinie (sie wird die Richtliniennummerierung G33 tragen) wird davon ausgegangen, dass ausschließlich auf Erdgasqualität (wird durch die ÖVGW Richtlinie G31 definiert – siehe Tabelle 14) aufbereitetes Biogas in ein Erdgasnetz eingespeist werden darf (festgelegt im GWG).

In Bezug auf die Sicherheit sämtliche Maschinen sind die Bestimmungen der Maschinen-Sicherheitsverordnung zu berücksichtigen. Hierfür ist eine CE-Kennzeichnung und Konformitätserklärung erforderlich.

Um für die Einspeisung von Biogas in bestehende Erdgasnetze technische Rahmenbedingungen festlegen zu können, ist als erstes, neben der Berücksichtigung in welche Netzebene eingespeist werden soll (siehe Kapitel 4.1), eine qualitative Differenzierung des eingespeisten Biogases notwendig. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass im Rahmen der Erzeugung, Behandlung und Verwertung von Biogas 3 Biogasqualitäten erzeugt werden, Rohbiogas (darunter versteht man jenes Biogas, welches aus dem Fermenter entnommen wird), gereinigtes Biogas (darunter versteht man getrocknetes und von sauren Komponenten gereinigtes Biogas) und aufbereitetes Biogas (darunter versteht man durch CO₂-Entfernung auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas – ÖVGW Richtlinie G31).

Nachfolgend sind für 3 Gasqualitäten (Annahme eines durchschnittlich guten Biogases) je ein Beispiel mit ausgewählten physikalischen Eigenschaften angeführt (die Annahme für aufbereitetes Biogas würde den Kriterien der G31 entsprechen). Für diese 3 Gasqualitäten werden die Anforderungen an die sicherheitstechnischen Komponenten untersucht.

Tabelle 1 Physikalische Eigenschaften von Biogas

	Einheit	Rohbiogas	Gereinigtes Biogas	Aufbereitetes Biogas
CH₄	[%]	60	61,4	98
CO₂	[%]	37	37,7	≤2
H₂O_{dampf,atmos}	[g/ m ³]	>13,5	6,36	0,05
H₂S	[mg/ m ³]	500	≤5	≤5
Gastemperatur	[°C]	36	4	4
Brennwert	[kWh/m ³]	6,62	6,78	10,8
Dichte	[kg/m ³]	1,17	1,19	0,72
Wobbe-Index	[kWh/m ³]	6,92	7,03	14,4

3.2.2 Gastechnische Komponenten für die Einspeisung

Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass ausschließlich Biogas, welches auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, in ein öffentliches Erdgasnetz eingespeist werden darf. Das bedeutet, dass ein produziertes Biogas mit geeigneten Verfahren (siehe Kapitel 1) auf die geforderte Gasqualität (ÖVGW G31) aufbereitet werden muss. Darüber hinaus sind auch noch weitere gastechnische Komponenten erforderlich, um eine sichere Einspeisung zu ermöglichen.

3.2.2.1 Gasaufbereitung

Zur Reinigung und Aufbereitung von Biogas werden technische Verfahren eingesetzt, die den Einsatz von Apparaten bzw. Behältern erfordern. Jeder gasdichte Behälter, in dem Biogas erzeugt, gespeichert oder behandelt wird, ist mit einer Über- und Unterdrucksicherung auszurüsten. Bei der Überdrucksicherung ist zu gewährleisten, dass ausströmendes Gas ins Freie gelangt und nicht in umschlossene Räume eintreten kann. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Rohbiogas auch ein Dichteverhältnis von > 1 (abhängig von der Gaszusammensetzung) haben kann und somit schwerer als Luft ist. Daher ist dafür Sorge zu tragen, dass die Räumlichkeiten, in denen Gasaufbereitungsanlagen installiert sind, ausreichend durchlüftet (Querdurchlüftung) werden. Darüber hinaus sind diese Räume mit einem Gaswarn- bzw. Gassicherheitssystem auszurüsten.

Für dieses Gaswarnsystem sind folgende Gasbestandteile zu betrachten:

- Methan (CH_4) – in der gesamten Aufbereitungsanlage befindet sich ein brennbares Gas. In den sich daraus ergebenden explosionsgefährdeten Bereichen sind Ex-Zonen gemäß ÖVE-Ex65 und ÖVE-Ex65a bzw. ÖVE EN 60079-10 erforderlich. Sämtliche elektrischen Betriebsmittel sind gemäß der Elektro-Ex-Verordnung oder der Explosionsschutzverordnung auszuführen.
- Schwefelwasserstoff (H_2S) – Schwefelwasserstoff ist ein farbloses, charakteristisch riechendes (nach faulen Eiern) und sehr giftiges Gas (MAK-Wert liegt bei 15 mg/m^3). Da, abhängig vom eingesetzten Substrat, bei der Biogasproduktion bis zu mehrere Tausend Milligramm je m^3 Schwefelwasserstoff entstehen können, sollten rohgasführende Anlagenteile in geschlossenen Räumen mit einer, mit elektrochemischen Sensoren bestückten, Gaswarnanlage ausgerüstet werden.
- Kohlendioxid (CO_2) – Im Zuge der Biogasaufbereitung wird Kohlendioxid vom Biogas abgetrennt, und man erhält eine mit Kohlendioxid angereicherte Gas- bzw. Wasserphase (abhängig vom eingesetzten Aufbereitungsverfahren). In jenen Bereichen, in denen das abgetrennte Kohlendioxid transportiert und weiter behandelt wird, ist darauf zu achten, dass begehbare unterirdische Einbauten und geschlossene Räumlichkeiten sich nicht mit Gas füllen können, bzw. diese Einbauten nur unter Einhaltung aller arbeitssicherheitstechnischen Bestimmungen betreten werden (Freimessen der Hohlräume mit mobilen Gaswarngeräten).

Die bei der Gasaufbereitung anfallenden Abwässer sind zu sammeln und in den Fermenter zurückzuführen oder einer geordneten Entsorgung zuzuführen. Dabei ist bei der Wahl der Leitungswerkstoffe zu berücksichtigen, dass diese Abwässer stark korrosiv (z.B. durch Auswaschen von Schwefelwasserstoff und/ oder Kohlendioxid) sein können.

Gemeinsam mit der Überprüfung der Inneninstallationsleitung empfiehlt es sich auch die Aufbereitungsanlagen einer Sichtkontrolle bzw. einer Dichtheitskontrolle zu unterziehen. Die Wartung der Anlage ist entsprechend den Anweisungen des Herstellers von ihm selbst oder einem autorisierten Unternehmen durchzuführen.

3.2.2.2 *Gasverdichtung*

Nahezu alle Gasreinigungsverfahren benötigen für den Reinigungsprozess einen höheren Betriebsdruck als er durch die Biogasproduktion (Fermentation) zur Verfügung steht. D.h. abhängig vom Betriebsdruck des Erdgasnetzes, in das eingespeist werden soll, wird ein Verdichter (z.B. ein Schraubenverdichter) vor der Gasreinigung bzw. Gasaufbereitung und einer danach, für die Anhebung des Gasdruckes auf Einspeisedruck, benötigt. In der Netzebene 3 werden Versorgungsnetze zum größten Teil mit einem Druck $< 1 \text{ [bar]}$ betrieben, was für die Biogaseinspeisung zur Folge hat, dass die in das Biogas eingebrachte Druckenergie wieder vernichtet werden muss (dies erfolgt in der nachgeschalteten Druckregelstation). Erst neu errichtete Versorgungsnetze (seit Mitte der 90-iger Jahre) werden auch mit Drücken von 4 [bar]

betrieben. Für die Einspeisung in eine Hochdrucktransportleitung ist nach der Aufbereitung ein weiterer Verdichter vorzusehen.



Abbildung 13 Schraubenverdichter

Da man beim Rohbiogas von einem korrosiven Gas (H_2S -Anteil und wassergesättigt) ausgehen kann, wird es zum Schutz der Verdichteranlage notwendig sein, das Gas zumindest einer Reinigung (z.B. Gaswäsche) und Trocknung (z.B. Gaskühlung) zu unterziehen.

Der Aufstellungsraum für den Verdichter ist ebenfalls mit einer ständig wirksamen Querdurchlüftung auszustatten. Bei natürlicher Lüftung gilt Ex-Zone 1 und bei einer ständig wirksamen mechanischen Lüftung (mindestens 5-facher Luftwechsel) Ex-Zone 2.

Die Wartung des Verdichters hat durch den Hersteller oder ein von ihm autorisiertes Unternehmen zu erfolgen. Darüber hinaus empfiehlt es sich, ebenso wie bei der Aufbereitungsanlage, auch hier jährlich eine Sichtkontrolle durch eine sachkundige Person durchführen zu lassen.

3.2.3 Einspeisegasleitung

Gasrohrleitungen bestehen aus Rohren und Rohrleitungsteilen (z.B. Rohrbögen, Abscheider, Armaturen, Abzweigstücke usw.). Sämtliche Gasrohrleitungen sind aus Kunststoff oder Stahl zu errichten. Inneninstallationsleitungen (Leitungen in umschlossenen Räumen z.B. in Gebäuden, Regelschränken) und Leitungen, die nicht aufbereitetes Biogas führen, oder einen Betriebsdruck > 10 [bar] haben, müssen ausschließlich aus Stahl gefertigt werden. Die Errichtung und Prüfung von Stahlleitungen mit einem Betriebsdruck < 100 [mbar] (sämtliche Leitungen bis zum Verdichter) muss gemäß der ÖVGW Richtlinie G1 erfolgen. Bei Betriebsdrücken bis 16 [bar] bzw. > 16 [bar] kommen für die Errichtung und Prüfung die ÖVGW Richtlinien G153-1 und G153-2 zur Anwendung. Dies betrifft die Einspeise-Biogasleitung, welche vom Verdichter bis zur Einspeisedruckregelanlage (Einspeisepunkt) reicht. Explizit sei hier darauf hingewiesen, dass bei der Errichtung von erdvergrabenen Gasleitungen

Schutzabstände zur Sicherung der Leitung zu berücksichtigen sind. Für Leitungen bis 16 [bar] gelten die Schutzabstände in nachstehender Tabelle.

Tabelle 2 Schutzabstände für Leitungen bis 16 [bar]

Leitungsdurchmesser	max. Betriebsdruck (MOP)		
	≤100 mbar	>100 mbar, ≤6 bar	>6 bar, ≤16 bar
bis einschl. DN 150	0,5 m	1 m	2 m
über DN 150	1 m	1 m	2 m

Leitungen mit einem Betriebsdruck >16 [bar] müssen innerhalb eines Schutzstreifens gemäß der nachstehenden Tabelle errichtet werden.

Tabelle 3 Schutzabstände für Leitungen größer 16 [bar]

Leitungsdurchmesser	Schutzstreifenbreite
bis DN 150	2 m beiderseits der Rohrleitungsachse
über DN 150 bis DN 300	3 m beiderseits der Rohrleitungsachse
über DN 300	4 m beiderseits der Rohrleitungsachse

Die Leitungen, die vor mechanischem Einwirken geschützt verlegt werden (erdvergrabene oder Steigleitungen an einer Außenwand in Massivbauweise), können aus Kunststoff (ausschließlich aus PE Polyethylen) errichtet werden. Diese Rohre sind entsprechend der ÖVGW Richtlinie G52/2 zu verlegen, die Übergänge von Kunststoff auf Stahl sind entsprechend der ÖVGW Richtlinie G91 bzw. G92 zu errichten.

Neben den Schutzabständen zur Leitungstrasse ist auch darauf zu achten, dass die Leitung mit ausreichender Überdeckung (0,8 [m] wird empfohlen) verlegt wird. Bei der Planung und Errichtung sind die geltenden rechtlichen Bestimmungen (Wasserrecht, Umweltverträglichkeitsgesetz, Gewerberecht usw.) einzuhalten, und technische Vorschriften und Normen (z.B. ÖNORM EN 12007, ÖNORM B 2533) zu beachten.

Bei der Errichtung einer Biogaseinspeiseleitung ist durch den Einbau von Sicherheitseinrichtungen sicherzustellen, dass der höchst zulässige Druck nicht überschritten werden kann. Sie sind grundsätzlich mit Gefälle zu einer Entwässerungseinrichtung bzw. einem Kondensatsammler zu verlegen.

Für erdvergrabene Stahlleitungen ist ebenfalls ein Korrosionsschutz (z.B. kathodischer) vorzusehen. Die Überprüfung sämtlicher Gasleitungen hat entsprechend den ÖVGW Richtlinien zu erfolgen. So sind alle erdvergrabenen Gasleitungen entsprechen der ÖVGW Richtlinien G59 Teil1 und Teil 2 zu überwachen. Diese Überwachung beinhaltet die Sichtkontrolle der Leitungstrasse, Funktionsprüfung der Leitung und Anlagen, Überprüfung des allfälligen kathodischen Korrosionsschutzes (ÖVGW Richtlinie G21) und das Gasspüren (ÖVGW Richtlinie G69). Diese Überwachung darf ausschließlich nur von sachkundigen Personen, die aufgrund ihrer Ausbildung und Erfahrung Kenntnisse über die zu überwachenden Leitungen und Anlagen besitzen, und mit einschlägigen Vorschriften, Normen und Richtlinien vertraut sind, durchgeführt werden. Das Gasspüren von erdvergrabenen Leitungen (oberirdische Lecksuche mittels Absaugmethode) ist mittels Gasspürgeräten gemäß der ÖVGW Richtlinie G103 und von Personen mit einer gültigen Bescheinigung gemäß der ÖVGW Richtlinie G102 durchzuführen. Die Überwachung der Leitungstrasse hat jährlich zu erfolgen mit Ausnahme des kathodischen Korrosionsschutzes, der alle 3 Jahre, der Überprüfung von Absperrarmaturen, die alle 4 Jahre und dem Gasspüren, das bei Leitungen mit einem Betriebsdruck ≤ 5 [bar] alle 6 Jahre, zu erfolgen hat.

Inneninstallationsleitungen, insbesondere rohgasführende Leitungen sind einmal jährlich durch eine sachkundige Person optisch zu überprüfen. Darüber hinaus sind diese Leitungen alle 2 Jahre mittels Gasspürgeräten (entsprechend der ÖVGW Richtlinie G103) auf Undichtheit zu überprüfen. Vor allem sind alle lösbaren und nicht lösbaren Verbindungen auf Undichtheit zu prüfen.

3.2.4 Einspeisedruckregelanlage

Für die Errichtung, Prüfung und den Betrieb von Erdgasdruckregelanlagen werden die ÖVGW Richtlinien G73 Teil 1 bis 3 angewandt, welche auch für die Biogaseinspeisedruckregelanlagen zur Anwendung kommen sollten. Entsprechend dem ÖVGW Regelwerk teilt man Gasdruckregelanlagen in 3 Kategorien ein:

- Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck >5 [bar] bis ≤ 100 [bar] (G73/1)
- Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck >100 [mbar] bis ≤ 5 [bar] und Auslegungsmenge von >200 [m³/h] (G73/2)
- Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck >100 [mbar] bis ≤ 5 [bar] und Auslegungsmenge von < 200 [m³/h] (G73/3)

Einspeisegasdruckanlagen werden in Umhausungen (Stationen) errichtet, die abhängig von der Gasmenge, welche über die Station fließt, von Schränken (siehe nebenstehendes Foto) bis hin zu eigenen Gebäuden reichen können. Für diese Stationen sind die einschlägig gültigen Sicherheits- und Umweltbestimmungen (z.B. Baurecht) beim Bau und Betrieb zu berücksichtigen.

sichtigen. Sämtliche Bauteile (sämtliche Wände) der Station sind brandbeständig F90 gemäß der ÖNORM B3800 auszuführen. Die Türen sind aus metallischem Werkstoff und zumindest absperribar und brandhemmend (T30 nach ÖNORM B3800) auszuführen. Es ist auch darauf zu achten, dass eine ausreichende Durchlüftung des Stationsraumes sicher gestellt ist. Die Zu- und Abluftöffnungen sind nach Möglichkeit raumdiagonal anzuordnen, und die freien Querschnitte dieser müssen jeweils 400 [cm²], jedoch mindestens 2 [%] der Bodenfläche der Station aufweisen. Für die Druckregelstation ist auch ein Blitzschutz gemäß ÖVE/ ÖNORM E8049-1 vorzusehen.



Abbildung 14 Einspeisegasdruckanlage

Eine Einspeisedruckregelanlage setzt sich aus 5 Hauptkomponenten zusammen: den Absperrarmaturen, den Gasleitungsstücken, dem Gasfilter, der Druckregel- und Sicherheitsvorrichtung und der Gasmesseinrichtung. Im nachstehenden Flussbild einer Niederdruckregelanlage wird von 5 [bar] auf 0,1 [bar], für die Einspeisung in ein Ortsgasversorgungsnetz, reduziert. Die Druckregelanlage wurde als Zweistranganlage ausgeführt, um bei Wartungs- bzw. Instandhaltungsarbeiten sicherstellen zu können, dass nicht die gesamte Anlage außer Betrieb genommen werden muss, und somit die Weiterversorgung mit Gas gewährleistet ist.

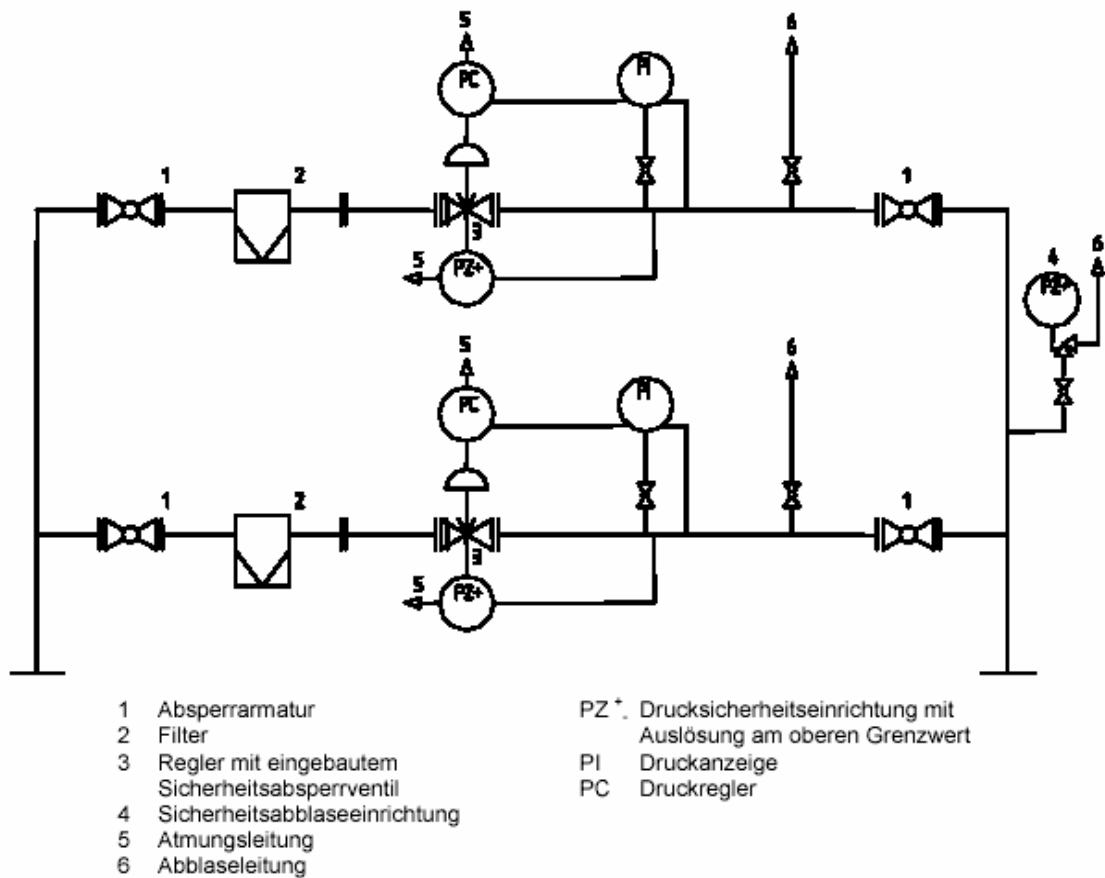


Abbildung 15 Schema einer Einspeisegasdruckanlage

Bei der Planung einer Biogaseinspeisedruckregelanlage muss darauf Bedacht genommen werden, mit welchem höchstmöglichen Betriebsdruck das Erdgasnetz, in welches eingespeist werden soll, betrieben werden kann, da dieser für die Auslegung und Auswahl der Regler, aber auch der Verdichter von großer Bedeutung ist.

In der Gaswirtschaft werden heute für den Bau von Erdgasdruckregelstationen ausschließlich nicht korrosionsbeständige Materialien eingesetzt, da man bei Erdgas von einem trockenen Gas ausgeht, das frei von korrosiven Bestandteilen ist. Daher sind auch die Komponenten (Druckregler, Gaszähler, etc.) aus korrosionsbeständigen Materialien nur als Sonderanfertigungen am Markt erhältlich. Daher ist deren Anschaffung auch entsprechend kostenintensiv. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht empfiehlt es sich, für die Einspeisung von Biogas in ein Erdgasnetz nur zumindest gereinigtes Biogas vorzusehen, um so für die Errichtung einer Druckregelanlage auf die in der Gaswirtschaft verwendeten Komponenten zurückgreifen zu können.

3.2.4.1 Absperrarmaturen

Sie dienen als sicherheitstechnische Einrichtung und werden eingangs- bzw. ausgangsseitig der Druckregelstation installiert. Für Gasdruckregelanlagen mit einem Betriebsdruck ≤ 16 [bar] werden Klappen und mit einem Betriebsdruck > 16 [bar] Kugelhähne eingesetzt.

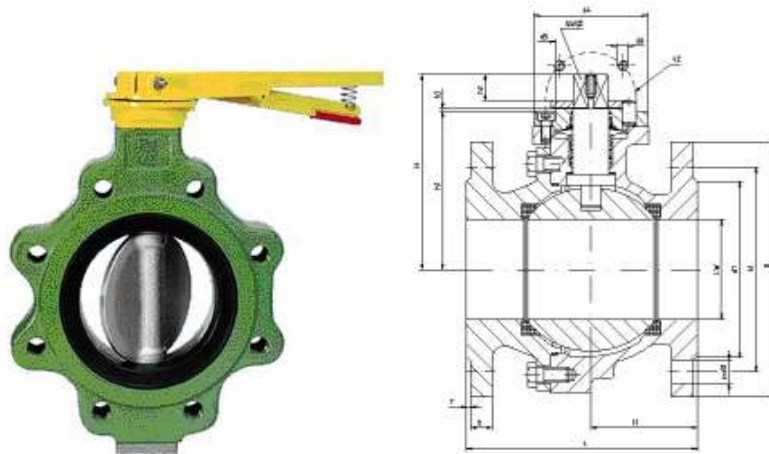


Abbildung 16 Absperrarmatur

Die eingesetzten Armaturen haben der ÖNORM M 7342 (wird zukünftig durch die ÖNORM EN 13774 ersetzt) zu entsprechen

3.2.4.2 Gasleitungen

Diese bestehen aus Rohren, Formstücken, Dichtungen und Verbindungen. Für den Bau von Gasdruckregelanlagen dürfen nur solche Bauteile eingesetzt werden, die den technischen Regeln und Normen bzw. dem Kesselgesetz entsprechen. Die Anforderung an die Rohre und Rohrleitungsteile für die Messeinrichtungen können den ÖVGW Richtlinien G6 und G53 entnommen werden. Die Verbindung von Bauteilen sollte grundsätzlich durch Schweißen erfolgen. Die Schweißverbindungen haben den entsprechenden Bestimmungen der ÖVGW Richtlinie G1 zu entsprechen und dürfen nur durch Personen mit einem Schweißzeugnis gemäß der ÖNORM EN 287-1 hergestellt werden.

Wenn die Zuleitungen (Biogas und Erdgas) kathodisch geschützt sind, ist die Druckregelanlage elektrisch getrennt (durch Isolierflansche) von diesen auszuführen.

3.2.4.3 Gasfilter und Abscheider

Gasfilter und Abscheider sind dann vorzusehen, wenn die Möglichkeit besteht, dass im Gas funktionsstörende Festbestandteile oder Flüssigkeiten mitgeführt werden. Da bei Biogas, auch bei gereinigtem und aufbereitetem, nicht ausgeschlossen werden kann, dass sich auch noch nach der Aufbereitung flüssige und/oder feste Bestandteile im Gas befinden, müssen zum

Schutz und zum einwandfreien Betrieb Gasfilter und Abscheider in einer Biogaseinspeisedruckregelstation vorgesehen werden. Diese sind so zu bemessen, dass die zu erwartenden Staub- bzw. Feuchtigkeitsmengen aufgenommen werden können. Auch müssen sie auf den maximalen Gasdurchfluss ausgelegt werden. Zur Überwachung der Verschmutzung kann eine Differenzdruckmessung (mit Alarmmeldung) vorgesehen werden.

3.2.4.4 Gasdruckregler

Die Regelung des Einspeisedruckes hat die Aufgabe, den Druck ausgangsseitig innerhalb der erforderlichen Grenzen aufrecht zu halten. Die Baugruppe Gasdruckregler besteht üblicherweise aus drei integrierten Komponenten, dem Sicherheitsabblaseventil, dem eigentlichen Druckregler und dem Sicherheitsabsperrentil. Das Sicherheitsabblaseventil hat die Aufgabe das abzusichernde System gegen Überdruck zu schützen (wird der zulässige Wert überschritten, lässt es einen Gasstrom entweichen und schließt selbstständig wenn der Ansprechdruck unterschritten wird). Das Sicherheitsabsperrentil hat die Aufgabe, den Gasstrom selbstständig zu schließen, sobald der Druck im abzusichernden System einen eingestellten Wert überschreitet. Beide Sicherheitseinrichtungen gemeinsam gewährleisten, dass bei Druckerhöhung im Erdgasnetz kein Erdgas in die Biogasanlage strömen kann.



Abbildung 17 Gasdruckregler

Für Betriebsdrücke bis 10 [bar] werden federbelastete und > 10 [bar] werden pilotgesteuerte (Gegendruck wird mittels Gas erzeugt) Druckregler eingesetzt.

3.2.4.5 Gasmesseinrichtung

Gasnetzbetreiber müssen in Österreich, entsprechend den sonstigen Marktregeln der E-Control, die Menge und Qualität des in ihr Netz eingespeisten Gases überwachen. Damit wird sichergestellt, dass bis 31.12.2005 alle Gaskunden thermisch abgerechnet (gemäß ÖVGW Richtlinie G177) werden können. Unter der thermischen Abrechnung versteht man die Verrechnung vom Energieinhalt (Brennwert) des Gases bezogen auf Normbedingungen (0 [°C] und 1013,25 [mbar]). Um dies zu ermöglichen sind an allen Einspeisepunkten in ein regionales Netz die Gasmenge und die Betriebsbedingungen (Temperatur und Druck) zu messen, sowie die Gasqualität (z.B. durch Simulation) hinsichtlich der brenntechnischen Komponenten zu bestimmen.



Abbildung 18 Drehkolbengaszähler, Turbinenradgaszähler

Die Gasmengenmessung hat entsprechend der ÖVGW Richtlinie G74 zu erfolgen. Für die Messung von kleinen Volumenströmen (≤ 200 [m³/h]) werden Drehkolbengaszähler und von großen Volumenströmen (> 200 [m³/h]) werden Turbinenradgaszähler eingesetzt. Die Auswahl eines Gasmengenzählers hat an Hand der vorhandenen Betriebsverhältnisse zu erfolgen (siehe ÖNORM EN 1776). Bei der Planung der Messeinrichtung ist darauf zu achten, dass die Strömungsgeschwindigkeit von ca. 20 [m/s] nicht überschritten wird, und eine laminare Strömung gewährleistet ist.

Eine Komponente, die für die Erfassung der Gasmengen in Normbedingungen benötigt wird, ist der Mengenumwerter. Für die Funktionalität des Umwerter ist es notwendig, dass Gas-temperatur und Gas- und Luftdruck (entsprechend ÖVGW Richtlinie G77) gemessen werden. Mit diesen Messwerten und der Gasmenge wird nun gemäß der ÖVGW Richtlinie G76 die Gasmenge in Normvolumeneinheiten ermittelt.

Die Überwachungs-, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten für die gesamte Biogaseinspeisepressurdruckregelanlage sind nach der ÖVGW Richtlinie G78 vorzunehmen. Die Durchführung erfolgt durch sachkundige Personen in einem einjährigen Intervall.

Für die thermische Abrechnung ist auch die Ermittlung des Brennwertes des eingespeisten Gases notwendig. Die Ermittlung der Erdgasqualität erfolgt mittels Online-Gaschromatografen an den Einspeisepunkten in ein Erdgasversorgungsnetz (z.B. Landesgasversorgungen). Die Anforderungen an diese Messsysteme sind der ISO 6974 Teil 1-6 zu entnehmen. Bei dieser Messung werden Kohlenwasserstoffe und N₂, O₂ und CO₂ erfasst. Die Ermittlung der brenntechnischen Daten (Brennwert, relative Dichte und Wobbe-Index) erfolgt gemäß der ISO 6976.

Da die gaschromatografische Bestimmung der Gasqualität sehr aufwändig und damit auch kostenintensiv ist, muss grundsätzlich hinterfragt werden, ob diese Methode für die Ermittlung

der brenntechnischen Daten für Biogas technisch notwendig ist. Beim Fermentationsprozess (anaerobere Vergärung von biogenen Stoffen) entstehen ausschließlich die Hauptbestandteile CH_4 und CO_2 sowie die Nebenbestandteile H_2 , H_2S , NH_3 , N_2 und O_2 und keine höherwertigen Kohlenwasserstoffe (ab Ethan). Davon ausgehend könnten auch weniger aufwändige Messsysteme zur Anwendung kommen. Eine sinnvolle und bezüglich des Messergebnisses gleichwertige Alternative stellen so genannte kombinierte Messsysteme dar. Diese Systeme können entsprechend den Bedürfnissen (CH_4 , CO_2 , N_2 , O_2 , H_2 , H_2S usw.) mit Sensoren bestückt und online betrieben werden. Die Messtoleranz < 1 [%] ist zwar höher als bei der gaschromatografischen Messung, da aber bei der Mengenmessung eine Toleranz von ± 2 [%] zugelassen wird, ist diese höhere Toleranz vernachlässigbar.



Abbildung 19 Gaschromatograf

Die Gasqualitätsmessung wird auf Grund ihres Platzbedarfes nicht in der Gasdruckregelstation angeordnet werden können. Hier bieten sich die Aufstellräumlichkeiten des Gasverdichters bzw. der Aufbereitungsanlage an. Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass das gleiche Gas, welches mengenmäßig erfasst wird, gemessen wird.

4 Substrat

In diesem Kapitel wird der Einsatz von verschiedenen Rohstoffen als Substrat zur Biogasproduktion diskutiert. Neben einer Einteilung der Substrate wird ein Berechnungsvorgang beschrieben, mit dem die mögliche Gasausbeute unterschiedlicher Substanzen ermittelt werden kann. Mitberücksichtigt werden auch Kriterien hinsichtlich Kosten bzw. Erträgen verschiedener Rohstoffgruppen, sowie auch die Auswirkungen der Rohstoffe auf die Biogasqualität.

4.1 Substrat allgemein

Als Substrat wird organisches und biologisch abbaubares Material unterschiedlichster Herkunft bezeichnet. Als Grundsubstrat von landwirtschaftlichen Biogasanlagen dient vorwiegend Gülle bzw. Mist. Zusätzlich zum Grundsubstrat werden heutzutage weitere Stoffe verwertet, die als Kosubstrate (z.B. landwirtschaftliche Abfälle) bezeichnet werden. Vermehrt werden auch Anlagen mit nachwachsenden Rohstoffen (Energiepflanzen) als Grundsubstrat betrieben. Letzteren wird auch das größte Potenzial im Vergleich zu allen anderen Rohstoffen zugesprochen.

Um dem Ziel der Programmlinie – der Nutzung erneuerbarer Energieträger – gerecht zu werden, wurde die Untersuchung der Substrate auf nachwachsende Rohstoffe und landwirtschaftliche Abfälle konzentriert. Zur Vervollständigung der Substratliste werden aber auch die restlichen organischen Abfälle erwähnt, die einerseits für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage notwendig sein können (z.B. höhere spezifische Gasausbeute) und andererseits aber in einigen Fällen einen Mehraufwand für den Betrieb der Anlage bedeuten können (z.B. Substrataufbereitung, Hygienisierung). Die Substrate werden in einem kurzen Überblick folgendermaßen eingeteilt:

- Nachwachsende Rohstoffe (Nawaros) bzw. Energiepflanzen
- Landwirtschaftliche Abfälle (pflanzlich, tierisch)
- Sonstige organische Stoffe
 - Industrielle/Gewerbliche organische Abfälle/Abwässer
 - Kommunale feste Abfälle (Biotonne, Grünschnitt)
 - Kommunaler Klärschlamm

4.1.1 *Nachwachsende Rohstoffe / Energiepflanzen*

Bei der Produktion von Biogas wird neben den ursprünglichen Substraten (Gülle, landwirtschaftliche Abfälle) zunehmend die Möglichkeit genutzt, Energiepflanzen – eigens für die Biogasproduktion angebaut – zu vergären. Energiepflanzen bzw. nachwachsende Rohstoffe werden als Kosubstrat neben Gülle, oder auch als Monosubstrat zu Biogas vergoren. Im letzteren Fall wird die erforderliche Trockensubstanzkonzentration – abhängig von der Wahl des Verfahrens – mit der Zugabe von Wasser erreicht.

Zu den am Häufigsten eingesetzten Energiepflanzen zählen Mais, Getreideganzpflanzen, Gräser mit hohem Biomasseertrag und Feldfrüchte (Rüben). Mit welchen Pflanzen der größtmögliche Ertrag erzielt wird bzw. welche Fruchtfolgen für eine ökologische Gasproduktion erforderlich sind, ist Gegenstand von vielen derzeit noch laufenden Studien und wird daher im vorliegenden Projekt nicht näher erläutert. Für das vorliegende Bewertungsverfahren werden für die gängigsten Substrate Werte aus eigenen Berechnungen sowie Literaturwerte herangezogen, die auch schon zum Teil empirisch nachgewiesen wurden.

Ein Kriterium für die Nutzung von Energiepflanzen ist es, einen möglichst hohen Energieertrag pro Hektar bei niedrigen Ernte- und Bereitstellungskosten zu erreichen. Aus dieser Tatsache heraus kann ein Ansatz für die Bewertung der Substratverfügbarkeit formuliert werden (siehe Kapitel 9.3).

4.1.2 *Landwirtschaftliche Abfälle*

Landwirtschaftliche Substrate werden in eine tierische und eine pflanzliche Komponente unterteilt. Zum tierischen Anteil zählen einerseits die Ausscheidungen der einzelnen Nutztiere (Gülle und Festmist, vorwiegend aus Rinder- und Schweinehaltung) und andererseits die bei der Schlachtung entstehenden Abfälle (z.B. Panseninhalt). Auf Grund der schon seit einigen Jahren geltenden gesetzlichen Regelungen, die dem Landwirt die Schlachtung am eigenen Hof nur bei Einhaltung strenger Hygienevorschriften wie eigenem Schlachtraum, Kühlraum, etc. durch zusätzlichen finanziellen Mehraufwand ermöglichen, hält sich der Anfall von Schlachtabfällen im landwirtschaftlichen Bereich in Grenzen und wird dementsprechend auch in der Literatur nicht als landwirtschaftliches Substrat, sondern als fester industrieller Abfall eingestuft. Zur pflanzlichen Komponente zählen Ernterückstände aus der Landwirtschaft wie z.B. Stroh, Kartoffelkraut und Rübenblätter.

4.1.3 *Sonstige organische Stoffe*

Unter dem Namen „Sonstige organische Stoffe“ werden alle restlichen Substrate subsumiert, die nicht Gegenstand der Ziele dieser Programmlinie sind, aufgrund der Vollständigkeit jedoch

mit berücksichtigt wurden. Es wurde schon kurz erwähnt, dass diese Stoffe nicht landwirtschaftlicher Herkunft zum Teil auch Vorteile gegenüber Nawaros aufweisen. Zum Beispiel können derzeit noch monetäre Erträge aus der Substratannahme erzielt werden. Demgegenüber gibt es auch Nachteile wie erhöhten Aufbereitungsaufwand der Substrate bzw. potenzielle Einschränkungen in der Gärrestverwertung durch Ausbringung.

4.1.3.1 Industrielle organische Abfälle

Zu den industriellen organischen Abfällen zählen hauptsächlich Abfälle aus der Lebensmittelindustrie wie Gemüseabfälle, Schlachtabfälle, Fette, Flotatfett usw. Hierbei müssen im Falle einer Verwendung als Substrat die geltenden Hygienevorschriften (EU-Hygieneverordnung) berücksichtigt werden. Im Weiteren können auch verdorbene Produkte aus dem Lebensmittelhandel dieser Kategorie hinzugerechnet werden. In diesem Fall kann sich jedoch der Mehraufwand der Aufbereitung (Entpackung) negativ auf die Annahmeerlöse auswirken.

4.1.3.2 Kommunale Abfälle

Zu den kommunalen Abfällen zählen Grünschnitt, Gartenabfälle und Küchenabfälle, die über das in Österreich verbreitete Sammelsystem „Biotonne“ entsorgt werden. Darüber hinaus entstand durch das seit Mai 2004 in Kraft getretene allgemeine Verfütterungsverbot für Küchenabfälle und Speisereste aus Gewerbebetrieben eine weitere Substratart, da die flüssige Phase dieser Küchenabfälle (Sautrank) und tierischen Speisereste nicht der Biotonne zugeführt werden dürfen. Unternehmen, die die gesammelten Küchenabfälle und Speisereste/Sautrank in einer Biogasanlage behandeln, müssen jedoch eine Zulassung nach §3 Tiermaterialengesetz sowie eine Abfallbehandlererlaubnis nach §24 Abfallwirtschaftsgesetz 2002 besitzen.

4.1.3.3 Kommunaler Klärschlamm

Kommunaler Klärschlamm entsteht bei der biologischen Abwasserreinigung. Dieser wird im Prozessschritt der Schlammstabilisierung aerob oder anaerob weiterbehandelt. Die anaerobe Stabilisierung erfolgt gleich der Biogaserzeugung im Fermenter, dient jedoch bei der Abwasserreinigung in erster Linie der Reduktion des anfallenden Klärschlammes bzw. des organischen Anteiles des Schlammes und der Stabilisierung. Das entstehende Klärgas wird direkt zur Energieversorgung der Kläranlage verwendet. Seit der Forcierung der Biogaserzeugung und aufgrund einer unzureichenden Auslastung der Faultürme auf Kläranlagen gibt es allerdings an vielen Kläranlagenstandorten Überlegungen zur Mitvergärung von Kosubstraten.

4.1.4 Substratverwendung

In Abhängigkeit von der Verfügbarkeit und der Gasausbeute verschiedener Substrate, sowie der Fermentationstechnologie (Trocken-/Nassfermentation) werden in den meisten Fällen

mehrere Substrate eingesetzt, wobei zusätzlich zum Grundsubstrat so genannte Kosubstrate vergoren werden. Bei der Kofermentation werden zum Hauptsubstrat zusätzliche Substanzen beigefügt um die Gasausbeute zu steigern. Mit der dadurch größeren Gasausbeute kann eine bessere Wirtschaftlichkeit der Anlage erreicht werden und wirkt sich, durch das Schaffen eines ausgewogenen Nährstoffverhältnisses, auch positiv auf den Gärprozess aus.

Bei Anlagen, die keine Gülle als Grundsubstrat verarbeiten, wird der erforderliche Wassergehalt durch Zugabe von Rückflüssen aus der Gärrestbehandlung, Regen- oder Brauchwasser eingestellt (ca. 90 [%] bei der Nassfermentation). Diese Anlagen werden entweder mit landwirtschaftlichen- bzw. agrarindustriellen Abfällen oder mit kommunalen Abfällen betrieben. In den meisten Fällen wird eine Biogasanlage mit einem Substratmix aus durchschnittlich 3 bis 4 verschiedenen Eingangsstoffen betrieben [Weiland 2005]. Einen Überblick über die verschiedenen Substratarten und deren Herkunft zeigt Abbildung 20:

Rohstoffe für die Biogasproduktion				
Landwirtschaftliche Substrate		Außerlandwirtschaftliche Substrate		
Nachwachsende Rohstoffe	Landwirtschaftliche Abfälle	Gewerbliche Abfälle	Industrielle Abfälle	Kommunale Abfälle
Grünpflanzen Silagen	Tierische Exkremente Gülle/Festmist	Abfälle aus Gastronomie	Abfälle aus Lebensmittel- Produktion	„Biotonne“ Haus-/Gartenabfälle Grünschnitt
	Pflanzliche Abfälle Z.B. Rübenblätter, Stroh	Schlachtabfälle Fette	Fette, Schlämme, Glycerin, verdorbene Lebensmittel	Klärschlämme

Abbildung 20 Rohstoffe für die Biogasproduktion in Gruppen

Zum Nährstoffangebot ist zu sagen, dass die biogenen Ausgangsmaterialien genügend Nährstoffe und Spurenelemente enthalten müssen, um den bakteriellen Gärprozess optimal ablaufen zu lassen. Das Verhältnis Kohlenstoff (C) zu Stickstoff (N) zu Phosphor (P) und zu Schwefel (S) sollte etwa 600 zu 15 zu 5 zu 3 betragen (C:N:P:S = 600:15:5:3) [Weiland 2001]. Das häufig betrachtete C/N-Verhältnis ist dagegen kein ausreichender Indikator für die anaerobe Abbaubarkeit. Andere Elemente wie Kalium (K), Natrium (Na) und Kalzium (Ca) sowie

Spurenelementen (z.B. Fe, Zn, Cu, Mg, Ni, Co, Mo, Se) können den Abbauvorgang ebenfalls beeinflussen.

4.2 Gasausbeute verschiedener Substrate

Zu den ersten Fragen bei der Planung von Biogasanlagen zählen die Art und Verfügbarkeit des einzusetzenden Substrates. Abhängig vom vorhandenen Rohstoff können unterschiedlich hohe Gasmengen erzeugt werden. Der wichtigste Faktor hierbei ist der spezifische Gasertrag, der auch eine Aussage über die Fermentergröße und in weiterer Folge über die Investitionskosten liefert. Ein geringerer spezifischer Gasertrag eines Substrates benötigt höhere Mengen an eingesetztem Substrat um einen maximalen Gasertrag zu erzielen. Die größere Menge an Substrat schlägt sich wiederum auf Rohstoff- und Transportkosten nieder. Viele internationale und nationale Projekte beschäftigen sich zurzeit mit der Gasausbeute verschiedener Substrate und deren Optimierung in Anbau, Ernte, Aufbereitung und Fermentation. In erster Linie stellt die Substratart und deren Rahmenbedingungen ein regionales und standortspezifisches Problem dar. Um dennoch einen Anhaltspunkt für die Planung einer Biogasanlage zu erhalten, können die folgenden beschriebenen Gasausbeuten als Richtwert herangezogen werden. Dabei wird vorerst eine allgemein anwendbare Berechnungsmethode vorgestellt, die aufgrund der Substratzusammensetzung (Anteil an Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten) einen Anhaltspunkt liefert. Im Anschluss sollen die Ergebnisse mit Werten aus der Literatur verglichen werden.

4.2.1 Berechnung der Gasausbeute

Für viele Substrate gibt es nur ungenaue Literaturangaben zu Gasausbeute und Methangehalt. Einige derzeit laufende Projekte versuchen dieser Problematik Rechnung zu tragen und bauen Datenbanken auf, die mit Substratwerten aus Gärversuchen (Labor- und Pilotmaßstab) und Erfahrungswerten aus dem Betrieb von Biogasanlagen gefüllt werden. Die derzeit genannten Werte in der Literatur weisen oft große Spannen auf. Grund dafür sind die unterschiedlichen Sorten der angebauten Substrate bzw. die verschiedenen Anteile der vergärbaren Inhaltsstoffe, und ein oftmals fehlender Hinweis zum Erntezeitpunkt.

Die hier beschriebene Methode berechnet den Methangehalt und die Gasausbeute über die Anteile der vergärbaren Substrate. Dazu gehören Kohlenstoff, Proteine und Fette. Die Ergebnisse stellen theoretisch erreichbare maximale Gasausbeuten und Methangehalte dar.

Ausgangspunkt der Berechnung sind folgende Annahmen:

- Der Biogas-/Methanertrag eines Substrats wird durch den Gehalt an Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten sowie der Verdaulichkeit dieser Stoffgruppen bestimmt.

- Die Umsetzungen in einem Gärbehälter verlaufen ähnlich wie im Rindermagen.

Im Prinzip stellen Energiepflanzen Futtermittel dar, die in einer Biogasanlage eingesetzt werden sollen. Man benötigt nun Roh Nährstoffgehalte und Verdauungsquotienten (VQ) die aus den DLG-Futterwerttabellen entnommen werden. Untersuchungen zu Biogas-/Methanerträgen für die Stoffgruppen Proteine, Fette und Kohlenhydrate sind von verschiedenen Autoren veröffentlicht. In diesem Falle liegen der Berechnung die Literaturwerte von [Baserga 1998] zugrunde.

In Futterwerttabellen sind der Anteil von Rohfaser, Kohlenhydraten, NfE (stickstofffreie Extraktstoffe, entsprechen leicht verdaulichen Kohlenhydraten), Fetten und Proteinen einer bestimmten Pflanze je kg Trockenmasse enthalten. Außerdem finden sich darin so genannte Verdauungsquotienten, die aussagen, wie viel Prozent der angegebenen Anteile verdaulich sind (Rindermagen).

Aus diesen Vorgaben lassen sich der Gehalt an organischer Trockensubstanz (oTS), die Masse der verdaulichen Kohlenhydrate, des verdaulichen Rohproteins und des verdaulichen Rohfetts pro kg oTS errechnen [www.landwirtschaft.bayern.de]:

$$oTS [\%] = \frac{m_{\text{Rohfaser}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] + m_{\text{NfE}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] + m_{\text{Rohprotein}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] + m_{\text{Rohfett}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right]}{1000[g]} * 100$$

$$Kohlenhydrate_{\text{verdaulich}} \left[\frac{g}{kg_{oTS}} \right] = \frac{(m_{\text{Rohfaser}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] * VQ_{\text{Rohfaser}} [\%]) + (m_{\text{NfE}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] * VQ_{\text{NfE}} [\%])}{oTS[\%]}$$

$$Rohprotein_{\text{verdaulich}} \left[\frac{g}{kg_{oTS}} \right] = \frac{m_{\text{Rohprotein}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] * VQ_{\text{Rohprotein}} [\%]}{oTS[\%]}$$

$$Rohfett_{\text{verdaulich}} \left[\frac{g}{kg_{oTS}} \right] = \frac{m_{\text{Rohfett}} \left[\frac{g}{kg_{TS}} \right] * VQ_{\text{Rohfett}} [\%]}{oTS[\%]}$$

oTS..... Gehalt an organischer Trockensubstanz [%]

m_{Rohfaser} Masse Rohfaser [g/kg_{TS}]

m_{NfE} Masse Stickstofffreie Extraktstoffe [g/kg_{TS}]

- $m_{\text{Rohprotein}}$ Masse Rohprotein [g/kg_{TS}]
- m_{Rohfett} Masse Rohfett [g/kg_{TS}]
- Kh_v Verdauliche Kohlenhydrate [g/kg_{oTS}]
- Rp_v Verdauliches Rohprotein [g/kg_{oTS}]
- Rf_v Verdauliches Rohfett [g/kg_{oTS}]
- VQ_{Rohfaser} Verdauungsquotient Rohfaser [%]
- VQ_{NfE} Verdauungsquotient Stickstofffreie Extraktstoffe [%]
- $VQ_{\text{Rohprotein}}$ Verdauungsquotient Rohprotein [%]
- VQ_{Rohfett} Verdauungsquotient Rohfett [%]

Werden diese ermittelten Mengen der verdaulichen Komponenten mit den spezifischen Gasausbeuten und Methangehalten von Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten kombiniert, erhält man die spezifischen Gasausbeuten und den Methangehalt des gesuchten Substrates (Futtermittel). Für die spezifischen Gasausbeuten der Einzelkomponenten wurden die Werte aus [Baserga 1998] herangezogen (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4 Biogasertrag und Methangehalt nach [Baserga 1998]

Stoffgruppe	Biogasertrag [Nm ³ /kg oTS]	Methangehalt [Vol.-%]
Kohlenhydrate	0,79	50
Proteine	0,7	71
Fette	1,25	68

$$Gausbeute_i \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right] = \frac{Biogasertrag_i \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right] * i_v \left[\frac{g}{kg_{oTS}} \right]}{1000}$$

$$Methan_i \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right] = Methangehalt_i [Vol. - \%] * Gausbeute_i \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right]$$

- i für Kohlenhydrat (Kh), Rohprotein (Rp) oder Rohfett (Rf)
- i_v verdaulicher Anteil von Kh, Rp, Rf
- Gausbeute Gasmenge aus Einzelkomponente des Substrates
- Biogasertrag spezifischer Gasertrag nach [Baserga 1998]
- Methan Menge an Methan aus Einzelkomponente des Substrates
- Methangehalt spezifischer Methangehalt nach [Baserga 1998]

Die Summe aus den Gasausbeuten von Kohlenhydraten, Rohproteinen und Fetten ergibt die für die angenommenen Verdauungsquotienten mögliche Biogasproduktion. Die Methanmenge bzw. der Methangehalt des entstandenen Biogases errechnet sich aus der gesamten Biogasproduktion und den Methanerträgen der Einzelkomponenten.

$$Gasausbeute_{ges} \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right] = \sum_i Gasausbeute_i$$

$$Methan_{ges} \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right] = \sum_i Methan_i$$

$$Methangehalt [Vol. - \%] = \frac{Methan_{ges} \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right]}{Gasausbeute_{ges} \left[\frac{Nm^3}{kg_{oTS}} \right]} * 100$$

Als Berechnungsreferenz zeigt Tabelle 5 die Ermittlung der möglichen Gasausbeute anhand der nach [Weiland 2005a] in Deutschland am Häufigsten eingesetzten Substrate: Silomais und Grassilage. Eine Übersicht ausgesuchter berechneter Werte aus der Futterwerttabelle zeigt Tabelle 6.

Tabelle 5 Berechnung der Gasausbeute von Silomais und Grassilage

Substrat	Maissilage	Grassilage
Spezifikation	Ende der Teigreife, Kolbenanteil mittel (45-55%)	1. Aufwuchs, Beginn bis Mitte der Blüte
TM [g/kgFM]	350	350
m_{Rohfaser} [g/kgTM]	204	294
m_{NfE} [g/kgTM]	631	431
$m_{\text{Rohprotein}}$ [g/kgTM]	86	129
m_{Rohfett} [g/kgTM]	33	37
VQ_{Rohfaser}	66%	84%
VQ_{NfE}	85%	79%
VQ_{Protein}	63%	72%
VQ_{Fett}	85%	76%
oTS-Gehalt	95,4%	89,1%
Kh_v [g/kgTS]	701,36	658,96
Rp_v [g/kgTS]	56,52	103,52
Rf_v [g/kgTS]	29,30	31,52
Gasausbeute $_{Kh}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,554	0,521
Methan $_{Kh}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,277	0,260
Gasausbeute $_{Rp}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,040	0,072
Methan $_{Rp}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,028	0,051
Gasausbeute $_{Rf}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,037	0,039
Methan $_{Rf}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,025	0,027
Gasausbeute $_{ges}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,630	0,632
Methan $_{ges}$ [Nm ³ /kg oTS]	0,330	0,339
Methangehalt [Vol.-%]	52,4%	53,5%

Ein wichtiges Kriterium für die Gasausbeute eines Substrates ist nach obiger Berechnung der Verdauungsquotient. Dieser empirisch ermittelte Wert, der die Funktion der Vergärung im Magen von Wiederkäuern widerspiegelt, ist im Vergleich zu einer Biogasanlage mit einem gewissen Unsicherheitsfaktor behaftet. Bei der Betrachtung von in der Literatur angegebenen

Gaserträgen kann auf einen etwas erhöhten Verdauungsquotienten geschlossen werden. Um für die am häufigsten eingesetzten Substratgruppen richtige Werte liefern zu können, kann demnach nur eine Bandbreite der entstehenden Gasmenge angegeben werden. In Kapitel 4.2.2.1 werden Gasausbeuten ausgewählter Substrate mit einer Toleranz von +/-10 [%] im Verdauungsquotienten dargestellt.

In Tabelle 6 werden berechnete Gaserträge ausgewählter Substrate dargestellt:

Tabelle 6 Spezifische Gaserträge ausgewählter Substrate (eigene Berechnung)

Substrat	Spezifikation	TM [g _{TM} /kg _{FM}]	oTS-Gehalt [% TS]	Gasausbeute [Nm ³ /kg _{oTS}]	CH ₄ -Anteil [%]	CH ₄ [Nm ³ /kg _{oTS}]
Stroh	Gerste	860	94%	0,379	50%	0,191
Brotabfälle		750	98%	0,782	52%	0,408
Molke	Süßmolke	57	92%	0,792	54%	0,424
Maiskörner		790	98%	0,696	53%	0,367
Raps (Futtermittel)	vor der Blüte	110	85%	0,609	56%	0,339
Sonnenblume	Ende der Blüte	140	85%	0,522	53%	0,275
Triticale	Körner	880	98%	0,287	52%	0,148
Weizenschlempe		57	94%	0,394	59%	0,234
Grassilage	1. Aufwuchs, Ende der Blüte	350	89%	0,547	53%	0,291
Backabfälle		880	97%	0,763	53%	0,403
Biertreber		260	95%	0,521	59%	0,309

4.2.2 Realistische Schwankungsbreite

Ein exakter Wert für die Gasausbeute eines Substrates kann nicht angegeben werden. Die theoretisch mögliche Gasausbeute kann für den jeweiligen Rohstoff nur dann berechnet werden, wenn die Mengen biogasrelevanter Komponenten bekannt sind. Ein Heranziehen der Richtwerte anhand empirischer Daten weist immer eine Unschärfe auf, die durch Faktoren wie Erntezeitpunkt und Auswirkungen der Mischung verschiedener Substrate variieren kann. Diese Faktoren sind unter anderen ein wichtiger Bestandteil von laufenden Forschungsvorhaben, die zum Teil auch in der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft durchgeführt werden.

4.2.2.1 Schwankungsbreite Abbaubarkeit (Verdauungsquotient)

Die berechneten Gasausbeuten basieren auf empirisch erfassten Werten aus Futterwerttabellen, die bei Wiederkäuern festgestellt wurden. Wie schon erwähnt, spielt hierbei vor allem der Verdauungsquotient eine entscheidende Rolle. In Tabelle 7 wird eine Bandbreite in Abhängigkeit vom Verdauungsquotienten gezeigt.

Tabelle 7 Gasertrag und Methangehalt von Maissilage und Grassilage mit unterschiedlichen Verdauungsquotienten (+/- 10[%])

Substrat	Maissilage		Grassilage	
Spezifikation	Ende der Teigreife Kolbenanteil mittel (45-55%)		1. Aufwuchs Beginn bis Mitte der Blüte	
TM [g/kgFM]	350		350	
m _{Rohfaser} [g/kgTM]	204		294	
m _{NfE} [g/kgTM]	631		431	
m _{Rohprotein} [g/kgTM]	86		129	
m _{Rohfett} [g/kgTM]	33		37	
	VQ -10%	VQ +10%	VQ -10%	VQ +10%
VQ _{Rohfaser}	59%	73%	75%	92%
VQ _{NfE}	76%	93%	71%	87%
VQ _{Protein}	56%	69%	64%	79%
VQ _{Fett}	76%	93%	68%	83%
oTS-Gehalt	95%	95%	89%	89%
Kh _v [g/kgOTS]	631,22	771,50	593,07	724,86
Rp _v [g/kgOTS]	50,87	62,17	93,17	113,87
Rf _v [g/kgOTS]	26,37	32,23	28,37	34,67
Gasausbeute _{Kh} [Nm ³ /kg oTS]	0,499	0,609	0,469	0,573
Methan _{Kh} [Nm ³ /kg oTS]	0,249	0,305	0,234	0,286
Gasausbeute _{Rp} [Nm ³ /kg oTS]	0,036	0,044	0,065	0,080
Methan _{Rp} [Nm ³ /kg oTS]	0,025	0,031	0,046	0,057
Gasausbeute _{Rf} [Nm ³ /kg oTS]	0,033	0,040	0,035	0,043
Methan _{Rf} [Nm ³ /kg oTS]	0,022	0,027	0,024	0,029
Gasausbeute _{ges} [Nm ³ /kg oTS]	0,567	0,693	0,569	0,696
Methan _{ges} [Nm ³ /kg oTS]	0,297	0,363	0,305	0,372
Methangehalt [Vol.-%]	52,4%	52,4%	53,5%	53,5%

4.2.2.2 Schwankungsbreite vs. Erntezeitpunkt

In den letzten Jahren hat sich gezeigt, dass vor allem Mais für die Produktion von Biogas sinnvoll ist. Einerseits ist dies auf den relativ hohen Methanertrag (290-700 [l/kg oTS]) zurückzuführen, andererseits auf die hohen zu erwartenden Ernteerträge (39-48 [t/ha]).

Der Anbau von Mais soll bis Mitte Mai abgeschlossen sein. Durch die enorme Größe der verschiedenen Maissorten (3-4 [m]) kann auch von einem hohen Ertrag an organischer Masse ausgegangen werden.

Die Erhebung der Daten basiert auf zwei Faktoren:

- Reifezustand
- Kolbenanteil

Der Mais als landwirtschaftliches Produkt charakterisiert sich hinsichtlich seines Reifezustandes in vier verschiedenen Wachstumsphasen. Wobei sich jedoch mit zunehmendem Reifezustand sowohl der Trockenmassegehalt, als auch der Kolbenanteil steigern.

Die vier Wachstumsphasen werden bezeichnet als:

- Beginn des Kolbenbildens
- Milchreife
- Teigreife
- Ende der Teigreife

Im Sinne eines höheren Gasertrages werden in unseren Berechnungen nur die letzten drei Phasen berücksichtigt.

Wird zur Biogasproduktion Mais herangezogen, kann der Fermenter auf zwei verschiedene Arten beschickt werden. Bei direkter Beschickung (Just in time) wird der Mais als Frischgut zur Befüllung des Fermenters verwendet. Als Frischgut bezeichnet man die Pflanzen nach der Ernte ohne Konservierung (Trocknung oder Silierung). Diese Beschickungsform ist aber grundsätzlich nur während der geplanten Erntezeit des Maises möglich und wahrscheinlich wirtschaftlich nicht rentabel (Aufrüstzeit Erntemaschine und zusätzlicher Verschleiß bei Kurzbelastungen etc.). Um Mais auf längere Zeit als Substrat zur Verfügung stellen zu können, ist es daher sinnvoll, die in der herkömmlichen Landwirtschaft gebräuchliche Form der Silierung zu verwenden.

In Abbildung 21 wird nach obigem Berechnungsmodell der spezifische Methanertrag in Abhängigkeit der verschiedenen Reifestadien gezeigt. Wichtig hierbei ist allerdings, dass diese Berechnung nur Richtwerte zulässt und auf den Werten der Futterwerttabellen basiert. Das Thema der Methanausbeute von Rohstoffen unterschiedlicher Wachstumsphasen wird von

mehreren Institutionen (z.B. Forum Biogas Österreich) verfolgt und bekommt in Hinblick auf eine ökologische Landwirtschaft bzw. eine optimierte Erntefolge höchste Relevanz.

Es ist zu erkennen, dass der spezifische Methanertrag ($[\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{t oTS}]$) im Vegetationsverlauf abnimmt:

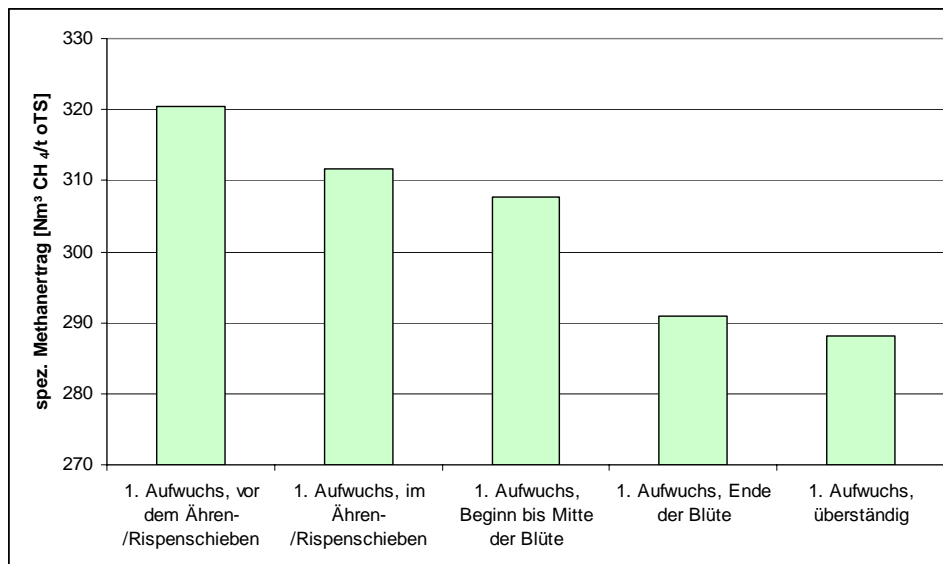


Abbildung 21 Spezifischer Methanertrag im Vegetationsverlauf (Daten aus [DLG Futterwerttabelle 1997])

Andererseits steigt mit zunehmendem Reifegrad der Methanhektarertrag. Grund für diese Zunahme ist die Erhöhung des Biomasseertrages (Abbildung 22). Veranschaulicht wird dieser Effekt in untenstehenden Abbildungen. Dabei handelt es sich um einen Sortenversuch von Mais-Ganzpflanzen-Silage (Sortenversuch Ludersdorf Stmk. 2003 [Amon 2005]).

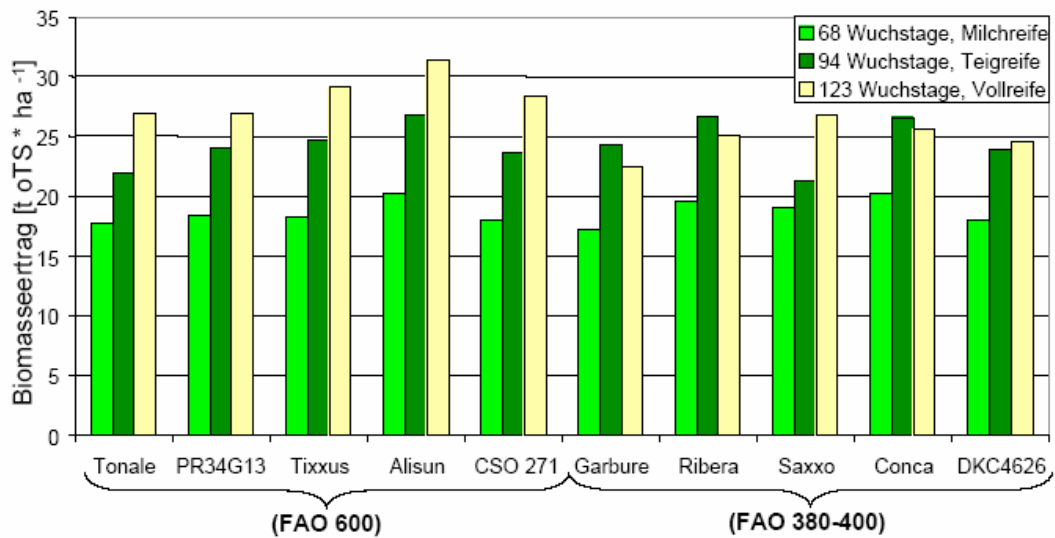


Abbildung 22 Biomasseertrag verschiedener Maissorten abhängig vom Erntezeitpunkt [Amon 2005]

Ähnliche Entwicklungen der Biomasseerträge bzw. der spezifischen Methanerträge wurden für weitere Substrate, wie Roggen, Triticale und Weizen, beobachtet. Diese sind für die Biogaserzeugung gut geeignet und aufgrund ihres hohen Biomassebildungsvermögens in relativ frühen Entwicklungsstadien besonders gut als Vor- oder Zwischenfrüchte innerhalb der Fruchtfolge einsetzbar.

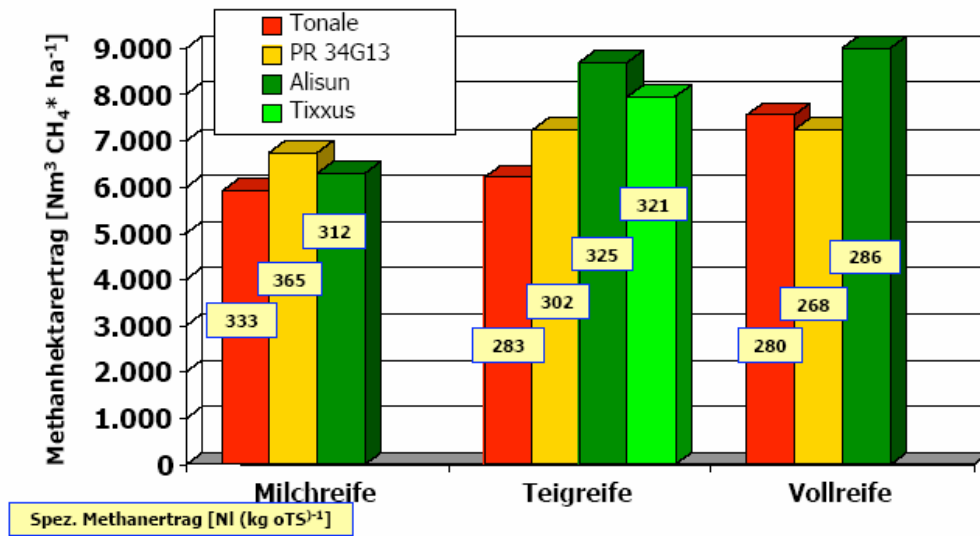


Abbildung 23 Methanhektarerträge von Mais-Ganzpflanzensilage (FAO 600) zu verschiedenen Reifestadien (Sortenversuch 2003, Ludersdorf Stmk.)

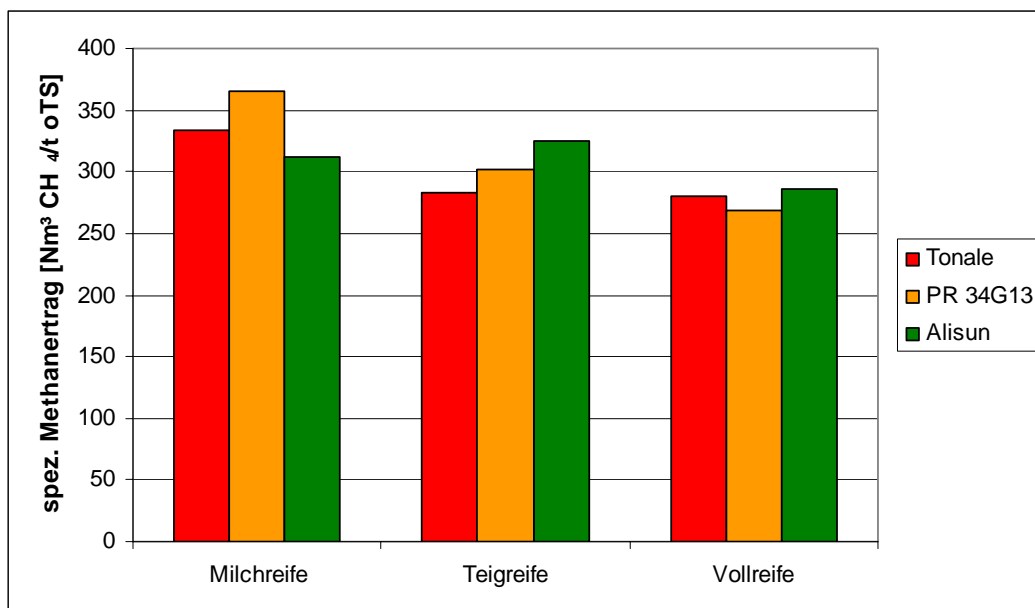


Abbildung 24 Spezifischer Methanertrag von Mais-Ganzpflanzensilage (FAO 600) zu verschiedenen Reifestadien (Sortenversuch 2003, Ludersdorf Stmk.)

Die Auswirkung des Kolbenanteils von Mais auf den spezifischen Methanertrag stellt Abbildung 25 dar:

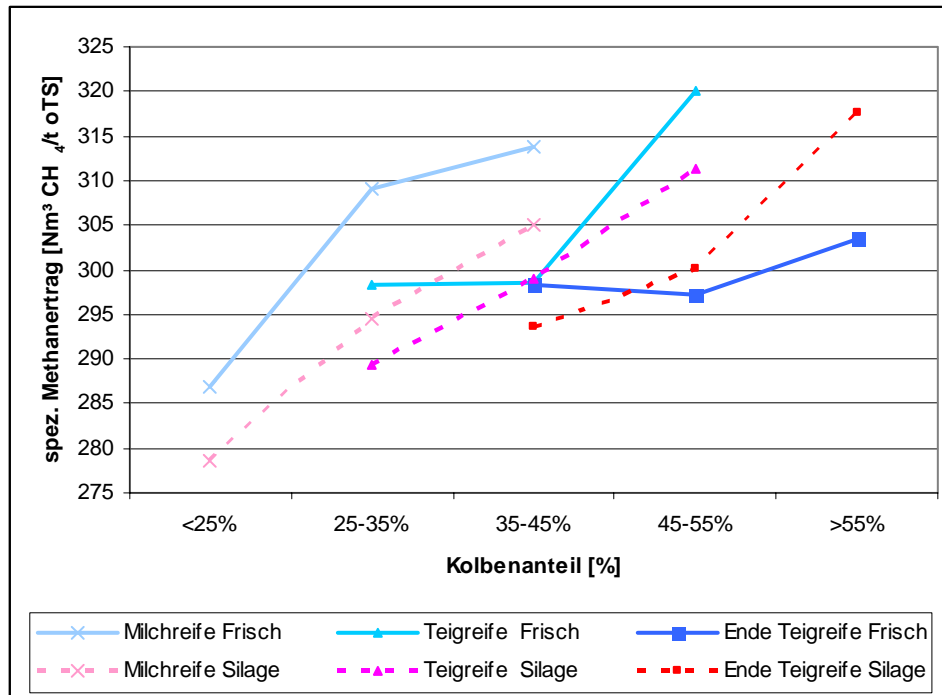


Abbildung 25 Methanproduktion [l/kg oTS] in Abhängigkeit von Wuchsstadium und Kolbenanteil bei Maissilage [DLG Futterwerttabelle 1997]

Der Kolbenanteil liegt bei den zu verwendenden Maissorten, hinsichtlich Silierung, meist im Bereich von 25 bis 35 [%]. Man sieht also, dass sich auch der Kolbenanteil auf die Methanausbeute auswirkt. Deshalb ist es für den Anbau von Mais nützlich, Sorten auszuwählen, die einen hohen Anteil an Kolben ausbilden.

Die Diskussion über die Schwankungsbreite der Gasausbeute bezogen auf den Erntezeitpunkt soll lediglich die Abhängigkeit der beiden Faktoren aufzeigen.

4.2.3 Vergleich der Gasausbeuten

Im vorgestellten Berechnungsmodell für die Gasausbeute von verschiedenen Rohstoffen wurden konstante Werte für Kohlenhydrat, Rohfett und Rohprotein angenommen (siehe 4.2.1). Dass auch diese Werte einer Bandbreite unterliegen, zeigt [Weiland 2005a] in Tabelle 8.

Tabelle 8 Gasertrag und Methangehalt der vergärbaren Inhaltsstoffe [Weiland 2005a]

Inhaltsstoff	Biogasausbeute [NL/kg oTS]	Methangehalt [Vol.-%]
Kohlenhydrate	700 – 830	50 - 55
Rohfett	1.000 – 1.400	68 - 73
Rohprotein	700 – 900	70 -75
Lignin	nicht vergärbar	--

Bei der Verwendung von spezifischen Gasausbeuten aus der Literatur sollte vor allem auf die Bedingungen geachtet werden, unter welchen Voraussetzungen der Wert zustande kommt. Im Berechnungsmodell dieses Projektes beziehen sich die Daten auf Normbedingungen (1013 [mbar], 273,15 [K]). Bei der Auslegung von Anlagen muss die Umrechnung auf Normbedingungen berücksichtigt werden. Da das Volumen von Gasen sich in Abhängigkeit von Druck und Temperatur verändert, kommt es z.B. bei zunehmender Gastemperatur bei konstantem Druck zu einem größeren Volumen. Je größer der Druck, desto kleiner ist das Gasvolumen bei konstanter Temperatur. Das bedeutet in weiterer Folge eine Änderung des auf das Volumen bezogenen Heizwertes. Bei Volumenvergrößerung nimmt dieser Heizwert ab, bei Volumenverkleinerung zu.

Ein weiteres Problem der Vergleichbarkeit von Werten verursacht der Feuchtigkeitsgehalt des Gases, der üblicherweise über 90 [%] relativer Feuchtigkeit liegt. Dementsprechend sollte das Normvolumen auf wasserfreies Gas bezogen werden.

Bei der Umrechnung eines gemessenen Gasvolumens auf das Normvolumen muss für die entsprechende Temperatur der Sättigungsdampfdruck bekannt sein. Dieser kann näherungsweise über die Magnusformel berechnet werden [<http://de.wikipedia.org/wiki/Sattdampf>]:

$$p_{Dampf}(t_M) = 6,11 * e^{\left(\frac{17,5043 * t_M}{241,2 + t_M}\right)} \quad [mbar]$$

Das Normvolumen errechnet sich weiters über den Partialdruck des trockenen Gases wie folgt:

$$p_G = p_M - \frac{p_{Dampf} * f}{100} \quad [mbar]$$

$$V_N = \frac{T_N * p_G}{p_N * (273,15 + t_M)} * V_M \quad [Nm^3]$$

p_{Dampf}	Sättigungsdampfdruck
t_M	Gastemperatur gemessen in [°C]
p_G	Partialdruck des trockenen Gases [mbar]
p_M	Gasdruck gemessen [mbar]
f	Relative Gasfeuchte [%]
V_N	Normvolumen [Nm ³]
T_N	Temperatur Normzustand: 273,15 [K]
p_N	Druck Normzustand: 1013,25 [mbar]
V_M	Gasvolumen gemessen [m ³]

Wie schon erwähnt, laufen zurzeit einige Forschungsvorhaben in Hinblick auf den Gasertrag verschiedener Rohstoffe. Eines dieser Projekte im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft beschäftigt sich mit der Optimierung der Methanherzeugung aus Energiepflanzen (Projekt-Nr. 807736).

Aufgrund einer Zusammenstellung von Laborergebnissen, Ergebnissen des Rechenmodells und auch Daten von Biogasanlagen wurden von der Arbeitsgruppe „Gaserträge“ des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) Richtwerte für Gasausbeuten in einem Positionspapier veröffentlicht. Ein Auszug dieser Richtwerte wird in Tabelle 9 dargestellt. Ein Vergleich mit den berechneten Werten aus Kapitel 4.2.1 weist nur geringe Unterschiede auf. Generell ist zu sagen, dass diese Richtwerte sich nur eignen, solange keine konkreten Werte für den zu untersuchenden Anwendungsfall vorhanden sind.

Tabelle 9 Richtwerte für die Gasausbeute verschiedener Substrate [Reinhold 2005]

Substrat	Spezifikation	TS [%]	Gasertrag [Nm ³ /kg _{oTS}]	Methangehalt [%]	CH ₄ [Nm ³ /kg _{oTS}]
Hühnerkot	Trockengut, ohne Futterrest	45	500	65	0,325
Rindergülle	mit Futterrest	8	370	55	0,204
Rindermist		25	450	55	0,248
Maissilagen	Milchreife	22	570	52	0,296
Maissilagen	Teigreife, körnerreich	30	600	52	0,312
Weizenstroh	kurzgehäckselt	86	370	51	0,189
Zuckerhirse		18	550	53	0,292
Altbrot		65	760	53	0,403
Biertreber	Frisch o. abgepresst	24	530	59	0,313
Getreidestaub		87	680	53	0,360
Glycerin		100	850	50	0,425
Molke	frisch	5	750	53	0,398
Rapskuchen	15% Restölgehalt	91	680	63	0,428

4.3 Rohstoffkosten

In Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten fallen Rohstoffkosten an. Im Falle der Kofermentation von organischen Abfällen, die zum Teil auch einen Mehraufwand in der Aufbereitung darstellt, werden zurzeit noch Erlöse erwirtschaftet. Da die Nachfrage nach diesen organischen Abfällen (mit hoher Gasausbeute, meist gewerblicher, industrieller Herkunft) steigt, ist davon auszugehen, dass deren Erlöse sinken werden. Stoffe landwirtschaftlichen Ursprungs werden sich an den in der Landwirtschaft bezahlten Preisen orientieren. Der Preis für die Rohstoffkosten ist auch abhängig von der Art der Bereitstellung bzw. den Transportkosten. Im Weiteren hängt der Preis auch davon ab, ob der Rohstoff über Genossenschaften (Marktpreis) gekauft werden muss, oder ob der Lieferant zugleich Gesellschafter der Anlage ist. In welcher Bandbreite die Preise liegen, wird in Tabelle 10 für den in Nawaro-Anlagen am häufigsten verwendeten Rohstoff Maissilage gezeigt. Zu beachten sind jedoch die verschiedenen Kriterien bzw. Incoterms (frei BGA, ab Lager etc.).

Tabelle 10 Kosten von Maissilage

Kosten Maissilage	[€/t FM]	[TM %]	[€/tTM]	[t/ha]	[€/ha]
ab Lager Lieferant (mündl. Auskunft BGA St. Veit/Glan)	16-25	35%	5,6-8,75	50,00	800-1250
ab Feld min, inkl. 12% MWSt., ohne Häckseln und Transport (MR 2003)	15,60	33%	5,07	40,00	624,00
ab Feld max, inkl. 12% MWSt., ohne Häckseln und Transport (MR 2003)	17,80	33%	5,79	50,00	890,00
2300t, 57000€/a (Walla 2003)	24,70	35%	8,65	50,00	1235,00
Preis ex Silo frei Biogasanlage (Schnell 2004)	29,40	33%	9,70	50,00	1470,00
Preis ex Silo frei Biogasanlage (Schnell 2004)	27,40	33%	9,04	60,00	1644,00
frei BGA, ohne Korn (Auskunft eines Anlagenbetreibers)	20,00	35%	7,00	50,00	1000,00
frei BGA (Auskunft eines Anlagenbetreibers)	28,57	35%	10,00	50,00	1428,57
Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk (www.carmen-ev.de, Wirtschaftlichkeitsberechnungen)	25,50	35%	8,93	50,00	1275,00
www.lfl.bayern.de/ilb/pflanze/0572	17,00	33%	5,68	44,70	759,90

geschätzt	berechnet
-----------	-----------

Die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen verwenden als Grundsubstrat Gülle, die hauptsächlich am Anlagenstandort (in den meisten Fällen der Standort der Stallungen), oder bei Mitgesellchaftern anfällt. Der große Nutzen der Gülleverwendung ist nicht der Gasertrag, sondern durch den hohen Wassergehalt die einfachere Handhabung (Pumpfähigkeit) des Substrates und seiner Mischprodukte. Weiters wird der vergorenen Gülle bei entsprechender Ausbringung eine bessere Düngewirkung zugesprochen als der unvergorenen Gülle. Gewerbliche Anlagen, die Energiepflanzen als Grundsubstrat in der Nassfermentation verwenden, erreichen den erforderlichen Trockensubstanzgehalt mit entsprechender Wasserzudosierung. Gülle für diesen Zweck zuzukaufen ist nicht empfehlenswert, und wird auch nicht durchgeführt.

Bei der Verwendung von gewerblichen, industriellen oder kommunalen Abfällen als Kofermente können Anlagenbetreiber Entsorgungserlöse lukrieren. Welche Höhen erzielt werden können zeigt Tabelle 11. Zu beachten ist allerdings, dass diese Substrate einem enormen Preisverfall ausgesetzt sind. Grund dafür ist die große Nachfrage wegen ihrer hohen spezifischen Gasausbeuten.

Tabelle 11 Richtwerte für Entsorgungserlöse

Substrat	€t FM min	€t FM max	Bemerkung
Bioabfall	23,50		Lieferung (Walla 2003)
Bioabfall	65,30		Abholung (Walla 2003)
Bioabfall	20,00	35,00	Lieferung (Hornbachner 2005)
Fette	15,25		Lieferung (Walla 2003)
Fette	38,50		Abholung (Walla 2003)
Fette	12,00	17,00	Lieferung (Hornbachner 2005)
Grünschnitt	15,00		Lieferung (Hornbachner 2005)
Molkereischlamm	15,00	20,00	Lieferung (Hornbachner 2005)
Speisereste	40,20		Lieferung (Walla 2003)
Speisereste	95,60		Abholung (Walla 2003)
Speisereste	20,00	40,00	Lieferung (Hornbachner 2005)
Trester	15,00		Lieferung (Hornbachner 2005)

Die Erlöse aus der Entsorgung von Abfällen müssen jedoch einem größeren Aufwand für die Aufbereitung, Hygienisierung und Gärrestentsorgung gegenübergestellt werden.

Generell kann gesagt werden, dass für eine wirtschaftliche Betrachtung die Notwendigkeit besteht, die Rohstoffkosten bzw. -erlösmöglichkeiten für den entsprechenden Standort bzw. die Region zu bestimmen.

4.4 Gasqualität Rohbiogas

Bei der Berechnung der Gaserträge wurden auch entsprechende Methangehalte angegeben, die einen ersten Aufschluss über die Qualität des erzeugten Rohbiogases liefern. Der Rest setzt sich neben dem Hauptbestandteil Kohlendioxid aus verschiedenen Spurengasen (Schwefelwasserstoff H_2S und weitere Schwefelverbindungen, Ammoniak NH_3 , Kohlenstoffoxidsulfid COS , Siloxane, flüchtige Kohlenwasserstoffe etc.) zusammen.

Für eine quantitative Beschreibung der Verunreinigungen verschiedener Substrate gibt es wenige Angaben. Besonders bei der Konzentration an Schwefelwasserstoff kann aufgrund der

durchgeführten internen biologischen Schwefelentfernung nur bedingt eine Korrelation zwischen Rohstoff und tatsächlichen H_2S -Gehalt angegeben werden. Abbildung 26 zeigt H_2S -Konzentrationen im Rohbiogas einiger Ganzpflanzensilagen [Weiland 2005a].

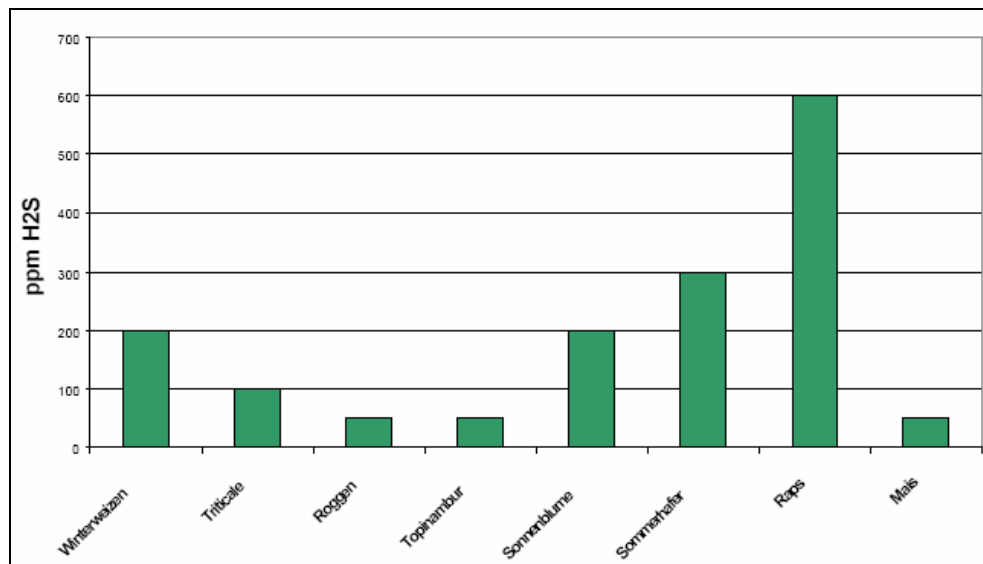


Abbildung 26 Schwefelwasserstoffkonzentrationen im Rohbiogas ausgesuchter Ganzpflanzensilagen

Näher betrachtet wird die Problematik der H_2S -Konzentration und der weiteren Spurengase in den Kapiteln 1 und 1.

5 Biogaserzeugung

In diesem Kapitel soll ein Überblick über die Fermentationstechnologie, sowie deren technische Ausführung mit Vor- und Nachbehandlung gegeben werden. Es werden Vor- und Nachteile aufgezeigt, und die Eigenschaften der wichtigsten Prozessgrößen und deren Auswirkungen erläutert.

5.1 Substrataufbereitung, -vorbehandlung, -zugabe

Zur Substrataufbereitung zählen folgende Verfahrensschritte:

- Konservieren
- Zerkleinern
- Hygienisieren
- Homogenisieren, Anmaischen

Um ein gleichmäßiges Band an Biogas liefern zu können, muss der Fermenter kontinuierlich beschickt werden. Da die Mikrobiologie sich an das eingesetzte Substrat anpassen muss, sollte eine gleich bleibende Substratzusammensetzung sichergestellt werden, um somit die Biogausausbeute auf dem für das Substrat höchsten Ertrag zu halten. Wird eine Biogasanlage mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben, müssen diese konserviert werden, um einen kontinuierlichen Jahresbetrieb aufrecht zu erhalten. Die zweckmäßigste Art der Konservierung ist die Silierung, bei der die energiereichen Fraktionen des Substrates durch Absenkung des pH-Wertes unter anaeroben Bedingungen erhalten bleiben. Die Siliertechnik ist im landwirtschaftlichen Bereich weit verbreitet und technisch ausgereift. Sie ist aufgrund vorhandener Maschinen und Lagerkapazitäten mit geringeren zusätzlichen Investitionskosten behaftet.

Durch die Zerkleinerung wird die mikrobiologisch angreifbare Oberfläche vergrößert, und dadurch der Abbauprozess beschleunigt. Zusätzlich wird die Handhabung des Substrates verbessert (Vorbeugung gegen Verstopfung von Leitungen und Festsetzen von Rührwerken, Erhöhung der Pumpfähigkeit, Verringerung der Schwimmdeckenbildung). Im Weiteren wird bei Feststoffeintrag die Einbringung von Luft in den Fermenter verringert (kleinere Zwischenräume).

Einrichtungen zur Hygienisierung (Pasteurisierung) werden bei bedenklichen Substraten der Kategorien 2 und 3 nach der Nebenprodukteverordnung ((EG) 1774/2002) eingesetzt. Zur Kategorie 2 zählen außer Gülle, Magen- und Darminhalt, Milch und Kolostrum, wobei z.B. Gülle als unverarbeiteter Rohstoff in einer Biogasanlage verwendet werden kann. Die übrigen Stoffe dieser Gruppe müssen vor der Verwendung in einer Biogasanlage einer Dampfsterilisation (bei 133 [°C] und 3 [bar] für 20 [min]) zugeführt werden. Stoffe der Risikogruppe 3 wie

Schlachtkörperteile, Blut, Häute, Federn, Küchen- und Speisereste, usw. müssen für eine Weiterverwendung bei 70 [°C] für 60 Minuten pasteurisiert werden. Hinzu kommen noch Vorschriften für die maximale Teilchengröße mit 50 [mm] für die Kategorie 2 und 12 [mm] für die Kategorie 3.

Um eine optimale Mischung bei der Verwendung unterschiedlicher Substrate in den Fermenter einzubringen, wird eine Homogenisierungsstufe (Vorgrube) installiert, bei der auch im Vorfeld der Fermentation der für die Nassfermentation geeignete Trockenmasseanteil eingestellt werden kann. Letzteres erfolgt mit Gülle (falls vorhanden), mit Rückflüssen aus dem Prozess (Nährstoffkonzentrationen beachten!) und/oder mit Trinkwasser (zusätzliche Betriebskosten). Prozessrückflüsse haben den Vorteil, dass das Substrat bereits mit den für den Gärprozess notwendigen Bakterien angeimpft wird.

Die Art der Einbringung in den Fermenter ist von der Beschaffenheit des Substrates abhängig. Wichtig ist eine möglichst kontinuierliche Zugabe bei einer geringen Temperaturdifferenz zwischen Substrat (Vorgrube) und Fermenter (Winterbetrieb oder bei vorgeschalteter Hygienisierung). Abhilfe schaffen Wärmetauscher bzw. beheizte Vorgruben.

Für pumpfähige Substrate werden Kreiselpumpen, Verdrängerpumpen (Exzentrerschnecken-, Drehkolbenpumpen) oder Balgpumpen eingesetzt, um das Substrat(gemisch) von der Vorgrube in den Fermenter einzubringen. Stapelbare Substrate können in den Vorgruben zu Verstopfungen, Sink- und Schwimmschichten oder zur Entmischung führen. In einigen Anlagen werden deshalb auch die Feststoffe mittels Einspülschächten, Eintragskolben oder Eintragschnecken direkt in den Fermenter eingebracht. Im Falle einer Trockenvergärung werden die Substrate mit Radladern oder einer ähnlichen in der Landwirtschaft üblichen Transporttechnik eingebracht. Vor- und Nachteile der Einbringverfahren werden im Bericht der Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe [FNR 2004] aufgelistet.

5.2 Vergärungsverfahren

Eine Einteilung der Vergärungsverfahren wird in Abbildung 27 dargestellt:

Prozessstufen	einstufig	zweistufig	mehrstufig					
Prozess-temperatur	psychrophil 15-25°C	mesophil 32-42°C	thermophil 50-58°C					
Art der Beschickung	diskontinuierlich		quasikontinuierlich (Substrateintrag min. 1 mal täglich)			kontinuierlich (Substrateintrag kontinuierlich)		
	Batch- verfahren	Wechsel- behälter- verfahren	Durchfluss- verfahren	Speicher- verfahren	Speicher- Durchfluss- verfahren	Durchfluss- verfahren	Speicher- verfahren	Speicher- Durchfluss- verfahren
Trocken- substanzgehalt	Nassvergärung			Trockenvergärung				
	Pfropfen- strömungs- verfahren	Verfahren mit Volldurch- mischung	Sonder- verfahren (Doppel- kammer- verfahren)	Pfropfen- strom- fermenter	Boxen- fermenter	Folien- schlauch- Fermenter	Container- verfahren	Wannen- /Tunnel- fermenter
Konstruktion	Liegende Fermenter	Stehende Fermenter						
	Stahlbeton	Stahl und Edelstahl	Emailliertes Metall	Holz	Kunststoff			
Fermenter- heizung	Integrierte Heizungen				Externe Wärmetauscher			
	Fussboden- heizung	Wandheizung eingegossen	Wandheizung Fermenter- innenwand	Rührwellen- heizung	Spiralwärme- tauscher	Doppelrohr- wärme- tauscher		
Durchmischung	Mechanisch							
	Tauchmotor- Propeller- rührwerke	Langachs- rührwerke	axiale Rührwerke	Paddel- oder Haspelrühr- werke	Pneumatisch	Hydraulisch		

Abbildung 27 Übersicht Fermentation

Nach der Arbeitstemperatur im Fermenter kann zwischen psychrophiler, mesophiler und thermophiler Betriebsweise unterschieden werden, wobei die beiden letzteren Verfahren in der Biogasproduktion Anwendung finden. Am besten bewährt hat sich jedoch die mesophile Betriebsweise. Sie bringt durch die niedrigeren Temperaturen, im Vergleich zum thermophilen Niveau, energetische Vorteile, eine höhere Stabilität des Abbaus aufgrund der größeren Vielfalt der Organismen und geringeren CO₂- und Wasserdampfgehalt im Gas. Vereinzelt werden beide Betriebsweisen (mesophil und thermophil) durch getrennte Stufen kombiniert (siehe Abbildung 28). Bei der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen wird eine vornehmlich durch mikrobiellen Einfluss stattfindende Selbsterwärmung über den mesophilen Bereich hinaus beobachtet. Diese Erwärmung könnte als Zusatznutzen für eine thermophile Betriebsweise angedacht werden. Das höhere Temperaturniveau ermöglicht einen höheren Abbaugrad der organischen Substanz bzw. eine höhere Gasausbeute im Vergleich zur mesophilen Vergärung. Nachteil dieses Verfahrens ist eine geringere Prozessstabilität.

Dennoch benötigen beide Verfahren Wärme (vor allem im Winter), um den Fermenter im geeigneten Temperaturbereich zu stabilisieren. Ein entscheidender Faktor für die Gaseinspeisung wird dadurch der Bezug von Wärme, da bei einer Anlage für die Biogaseinspeisung theoretisch kein BHKW und somit kein Wärmelieferant vorhanden ist. In der Bewertung wird dadurch der externe Bezug von Wärme bzw. die Installation eines Heizkessels berücksichtigt. Im Weiteren spielt die Isolierung des Fermenters eine entscheidende Rolle. Da bei bestehenden Anlagen mit BHKW-Betrieb oft ein geeigneter Wärmeabnehmer fehlt, wird der Ausführung der Isolierung nur geringes Augenmerk geschenkt und somit muss mehr Abwärme für die Aufrechterhaltung des Prozesses verwendet werden. Welche Auswirkungen dieser Aspekt auf den Gesamtwirkungsgrad hat beschreibt [Hornbachner 2005].

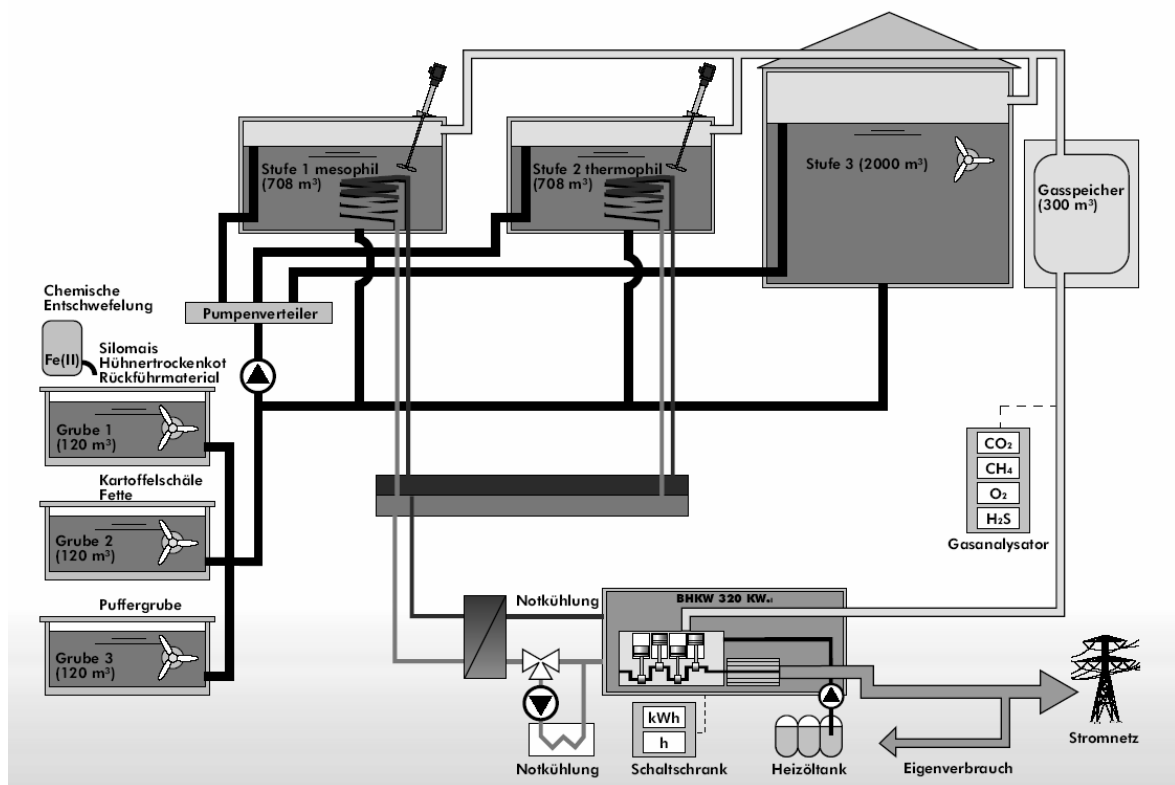


Abbildung 28 Schema einer kombinierten Biogasanlage (mit Stromproduktion) als dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren [Weiland et al. 2004]

Obige Abbildung soll die Variation verschiedener Verfahrensstufen darstellen. Diese Durchfluss-Speicher-Anlage besitzt sowohl eine mesophile, als auch eine thermophile Stufe. Als dritte Stufe dient ein gasdichter Nachgärbehälter mit Gasspeicher. [Weiland et al. 2004]

Aufgrund des Trockensubstanzgehaltes der eingesetzten Biomasse kann zwischen Nassvergärung und Trockenvergärung unterschieden werden. Die Nassvergärung basiert auf der

Vergärung von pumpfähigem Substrat (< 15 [%] TM). Bei der Trockenvergärung können Substrate mit einem Trockensubstanzgehalt größer 25 [%] abgebaut werden.

Das Basisverfahren ist die Nassvergärung. Das Trockenverfahren befindet sich noch größtenteils im Versuchs- und Pilotmaßstab. [Kaltschmitt et al. 2003; Weiland et al. 2003]

Ein entscheidender Faktor bei der Biogaseinspeisung ist die Kontinuität der Gaslieferung. Aus diesem Grund weisen kontinuierlich arbeitende Anlagen (Durchflussverfahren) gegenüber den diskontinuierlichen (Batch-Verfahren) Vorteile auf. Durch die mittlerweile durchgeführte Integration des Endlagers in die Biogasproduktion (geschlossenes Endlager dient als Nachgärbehälter und Speicher), wurde aus dem gängigen Durchflussverfahren das Durchfluss-Speicher-Verfahren.

Viele bestehende landwirtschaftliche Anlagen sind als einstufige Verfahren ausgeführt, bei denen alle Prozesse in einem Fermenter ablaufen. Immer häufiger wird die Hydrolyse von der Methanisierung abgetrennt, um die Einzelprozesse bei optimalen Bedingungen zu betreiben. Um die Methanemissionen des Gärrestlagers zu unterdrücken sollte auch dieses abgedichtet werden, und somit eine weitere „Nachgärstufe“ geschaffen werden.

Die Fermenter können, abhängig von Verfahren bzw. Rührtechnik stehend oder liegend aus Beton, Stahl oder sogar Holz gefertigt werden. Da bei der Gaseinspeisung (im Gegensatz zum BHKW-Betrieb) keine Wärme anfällt, die die Prozesstemperatur stabilisiert, sollte dies mit einer entsprechenden Fermenterhülle kompensiert werden. In bestehenden Anlagen werden bis zu 64 [%] [Weiland 2003] der Abwärme des BHKWs für den Prozess benötigt, was einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage hat.

Wie auch in obiger Abbildung zu erkennen ist, werden aus Kostengründen häufig Schrägrührwerke eingebaut. In den nicht durchmischten Bereichen ist die Substratabbaurrate niedriger. Es stellt sich die Frage, inwieweit höhere Methanausbeuten, den Einsatz teurerer Rührwerke wirtschaftlich machen.

5.3 Rührtechnologie, Austrag des vergorenen Materials

Grundsätzlich wird die Rührtechnologie in die Bereiche:

- Mechanische Durchmischung
- Hydraulische Durchmischung und
- Pneumatische Durchmischung eingeteilt.

Zu den mechanischen Systemen zählen Tauchmotor-Propellerrührwerke, Langachsrührwerke, axiale Rührwerke und Paddel- oder Haspelrührwerke. Angetrieben werden diese Rührwerke mit

außenliegenden Motoren bzw. bei kleineren Anlagen über eine Zapfwelle mit Traktoren. Eine Reduktion des Energieeinsatzes beim Rühren kann durch hydraulisch angetriebene Rührwerke erfolgen [www.uts-italia.it].

Bei der pneumatischen Durchmischung wird Biogas über den Fermenterboden in den Fermenter eingeblasen. Durch den Aufstieg der Gasblasen erfolgt die Durchmischung. Diese Technologie wird allerdings selten eingesetzt, Schwimmschichten können nicht immer zerstört werden und für die Wartung des Systems muss der Fermenter entleert werden.

Auch die hydraulische Durchmischung kann Schwimmschichten nur bedingt entfernen. Bei diesem Verfahren wird Substrat über Rührdüsen eingedrückt.

Die beiden letzten Rührtechniken (pneumatisch, hydraulisch) sind vor allem für leicht pumpfähige Substrate geeignet (Haupteinsatzgebiet in der Anaeroben Stabilisierung von Klärschlamm).

Für den Austrag des vergorenen Materials werden bei liegenden Fermentern Überläufe oder unterhalb des Substratspiegels gelegene Austragsrohre verwendet. Stehende Fermenter arbeiten mit Überläufen nach dem Siphonprinzip. Das vergorene Substrat wird aber auch wie bei der Dosierung mit Pumpen abgezogen.

5.4 Prozesseigenschaften

Der Abbau von organischem Material zu Methan erfolgt in mehreren Stufen: [Dellweg 1987]

1. Fermentative Phase (Hydrolyse der Makromoleküle): Die polymeren Naturstoffe (Kohlenhydrate, Fette, Proteine) der Substrate werden durch Enzyme in kleinere Moleküle zerlegt. (Zucker, Aminosäuren, Fettsäuren, Glycerin, etc.)

2. Acidogene Phase: Anaerobe und fakultativ anaerobe Bakterien bauen diese Moleküle zu Gärungsprodukten wie Säuren und Alkoholen weiter ab. In dieser Phase hängt es vom Wasserstoffpartialdruck ab, welche Produkte bevorzugt gebildet werden. Bei niedrigen Wasserstoffpartialdrücken wird mehr Acetat gebildet, bei höheren Propionat, Butyrat, Ethanol und Lactat. Bestimmte methanogene Bakterien können Wasserstoff aufnehmen und mit CO_2 zu CH_4 umwandeln. Sie reduzieren damit den Wasserstoffpartialdruck.

3. Acetogene Phase: In dieser Phase sind bereits einige Abbauprodukte aus den vorhergehenden Schritten geeignete Substrate für die Methan-Bakterien. Andere, wie Alkohole und höhere Fettsäuren müssen jedoch noch in der acetogenen Phase zu Acetat, Wasserstoff und CO_2 umgewandelt werden, damit sie von den Methanbakterien verwertet werden können.

4. Methanogene Phase: Ein Teil der Methanbakterien wandelt in einer streng anaeroben Fermentation Wasserstoff und CO₂ zu Methan um, ein anderer Teil baut Acetat zu Methan ab. In Versuchen wurde festgestellt, dass 70 [%] des gebildeten Methans aus dem Abbau von Acetat stammt. [Dellweg 1987]

Der geschwindigkeitsbestimmende Schritt bei der Vergärung ist vom eingesetzten Substrat abhängig [Weiland 2001]. Bei festen Substraten ist in der Regel die Hydrolyse der Makromoleküle geschwindigkeitslimitierend, bei gelösten Stoffen die Methanbildung aus Acetat.

Zusätzlich kann es bei der Fermentation zu einer Akkumulation unerwünschter Zwischenprodukte kommen, die den Prozess hemmen. So wirken z.B. Fettsäuren aus dem Fettabbau oder überhöhte Ammoniak- und Schwefelwasserstoffkonzentrationen aus proteinreichen Substraten limitierend.

Der Biogasprozess muss so geführt werden, dass die erwünschte Methanbildung im Gleichgewicht ablaufen kann. Dazu muss der Prozess auf die jeweiligen Substratbedingungen eingestellt werden. Die entscheidenden Prozessparameter müssen richtig eingestellt und kontrolliert werden.

In Tabelle 12 sind einige für den Biogasprozess wichtige Prozessparameter zusammengefasst [Weiland 2001].

Tabelle 12 Ausgewählte Prozessparameter beim Biogasprozess

Parameter	Hydrolyse/Versäuerung	Methangärung
Temperatur	25-35 °C	mesophil: 32-42 °C thermophil: 50-58 °C
pH-Wert	5,2-6,3	6,7-7,5
Redox-Potential	-300 mV bis +400 mV	< -250 mV
Feststoffgehalt	< 40% Trockensubstanz	< 30% Trockensubstanz
C:N-Verhältnis	10-45	20-30
Nährstoffbedarf: C:N:P:S	500 : 15 : 5 : 3	600 : 15 : 5 : 3
Spurenelemente	keine best. Ansprüche	Ni, Co, Mo, Se

In der Folge werden ausgewählte Prozessparameter, die bei der Biogasfermentation eingestellt und überwacht werden sollten, näher beschrieben:

5.4.1 Temperatur

Das Temperaturoptimum für die versäuernden Bakterien liegt bei 30 [°C]. Unter den methanbildenden Mikroorganismen gibt es mesophile und thermophile Bakterien. In der Regel wird der Biogasprozess mesophil zwischen 32 und 42 [°C] betrieben, da der Prozess in diesem Bereich am stabilsten ist. Grund dafür ist die größere Artenvielfalt bei den Bakterien im mesophilen Bereich. Bei thermophiler Fahrweise (ca 55 [°C]) können höhere Abbauraten erreicht werden. Zudem hat die höhere Temperatur auf pathogene Keime eine hygienisierende Auswirkung. Die höhere Fermentationstemperatur bewirkt aber auch eine höhere Temperatur im Endlager, was zu erhöhter Ammoniakausgasung führen kann.

5.4.2 pH-Wert

Der optimale pH-Wert für die anaerobe Methanbildung liegt zwischen 6,5 und 7,5.

pH-Wert Schwankungen deuten auf eine Prozessstörung hin, und sind eine Folge der Bildung unerwünschter Zwischenprodukte.

Eine Übersäuerung des Methanreaktors muss verhindert werden, da die gebildeten Produkte (z.B. Propionsäure) so stark hemmen, dass der Reaktor entleert werden muss.

5.4.3 Einflüsse des Substrates auf die Methanbildung und Biogasqualität

Die Zusammenhänge zwischen Substrat und Methanbildung bzw. Substrat und auftretenden Verunreinigungen sind in den Kapiteln 4.2 und 7.5 beschrieben.

5.4.4 Substrataufschlussgrad und Substratqualität

Für den mikrobiellen Abbau ist es nötig, das Substrat in der richtigen Korngröße zuzuführen. Pflanzliche Substrate, insbesondere Mais als derzeit wichtigstes Nawaro-Substrat, werden bereits mikrobiologisch voraufgeschlossen als Silage eingesetzt. Die Maissilage muss einwandfrei sein, d.h. sie darf keinesfalls angeschimmelt in den Biogasprozess eingebracht werden. Verschimmelte Maissilage verursacht im Prozess Schaumbildung, außerdem wird der Gärprozess durch Mykotoxine gehemmt. Der Methanertrag wird dadurch erheblich reduziert. Nacherwärmung kann ebenfalls auf schimmelige Maissilage zurückzuführen sein, da der Grund

für diese Nacherwärmung eine vermehrte mikrobiologische Aktivität durch Hefen ist. [Schmack 2005]

5.4.5 Vermischung

Um eine hohe Substratabbaurrate in allen Bereichen des Fermenters zu erreichen, muss eine möglichst homogene Durchmischung mit geeigneten Rührwerken erfolgen. Diese Durchmischung gewährleistet eine gleichmäßige Wärmeverteilung sowie den Transport der Nährstoffe zu den Mikroorganismen und den Abtransport der gebildeten Stoffwechselprodukte. Derzeit werden überwiegend mechanische Rührwerke eingesetzt. Unter den neueren Verfahren finden sich hydraulische und pneumatische Mischverfahren, wie z.B. das Hydrojet-Verfahren, bei dem die Durchmischung durch Einpressen von Biogas erfolgt. [Somitsch 2005]

5.4.6 Hemmstoffe

Tabelle 13 ist ein Überblick über gängige Hemmstoffe bei der Biogasfermentation.

Tabelle 13 Hemmstoffe bei anaeroben Abbauprozessen [Weiland 2001]

Hemmstoff	Konzentration, bei der Hemmwirkung eintritt	Anmerkungen
Sauerstoff	> 0,1 mg/l O ₂	hemmt die obligat anaeroben Methanbakterien
Schwefelwasserstoff	> 50 mg/l H ₂ S	mit sinkendem pH-Wert steigt Hemmwirkung
Ammoniumstickstoff	> 3500 mg/l NH ₄ ⁺	mit steigendem pH-Wert (ab pH=7) und steigender Temperatur nimmt Hemmwirkung zu
Flüchtige Fettsäuren	> 2000 mg/l Hac	mit sinkendem pH-Wert steigt Hemmwirkung
Schwermetalle	Cu >50, Zn >150, Cr >100 mg/l	Inhibierend wirken nur gelöste Schwermetalle
Antibiotika	k.A.	Hemmwirkung ist produktspezifisch auf bestimmte Bakterienarten

Obwohl Sauerstoff toxisch für die strikt anaeroben Methanbakterien ist, stellt das Einblasen von ca. 4 [%] Luft (bezogen auf den Biogasvolumenstrom) in den Biogasfermenter zur Vorentschwefelung kein Problem dar, da sich die Methanbildner in einem Milieu aufhalten, in dem auch fakultativ anaerobe Bakterien anzutreffen sind. Da diese den eingetragenen Sauerstoff sofort verbrauchen, bewirkt das Einblasen von geringen Luftmengen in den Fermenter zur Entschwefelung keine Hemmung der Methanbildung.

Freie Fettsäuren, Schwefelwasserstoff und Ammoniak wirken in ihrer undissoziierten Form hemmend auf den Methanbildungsprozess. Bei freien Fettsäuren und H₂S tritt daher die hemmende Wirkung bei niedrigen pH-Werten auf, während Ammoniak bei höheren pH - Werten eine zunehmende Hemmwirkung hat. Die hemmende Wirkung von Ammoniak steigt mit zunehmender Temperatur an. (siehe Abbildung 29)

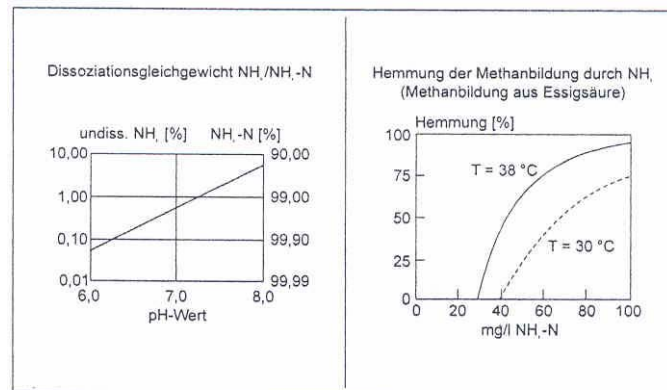


Abbildung 29 Einfluss von pH-Wert und Temperatur auf die hemmende Wirkung von Ammoniak [Weiland 2001]

Andere Hemmstoffe, wie Kohlenwasserstoffe und Antibiotika werden als Substratverunreinigungen in den Prozess eingebracht. So können naturgemäß Antibiotika einen hemmenden Einfluss auf die Fermentation haben, da sie bakterientötend sind. Durch in der Tiermast eingesetzte Antibiotika können einige Bakterienarten abgetötet werden. Das betrifft in der Regel die nicht methanogenen Bakterien. [Dellweg 1987]

5.4.7 Verweilzeit

Die Verweilzeit in Biogasanlagen ist abhängig vom Substrat und von der Prozessführung. In [Schulz 2001] werden für das Substrat Gülle bei einer mesophilen Betriebsweise (30 - 35 [°C] Prozesstemperatur) 30 bis 50 Tage und für die thermophile Betriebsweise (45 - 55 [°C] Prozesstemperatur) 15 bis 25 Tage Verweilzeit angegeben. [Pötsch 2005] gibt für die durchschnittliche theoretische Verweildauer des Substrates in österreichischen Biogasanlagen einen Mittelwert von 48,2 Tagen an.

6 Aufbereitung

6.1 Einspeisung

Bei der derzeitigen gesetzlichen Lage in Österreich muss Biogas in Erdgasqualität als Austauschgas ins Gasnetz eingespeist werden. Für die Gasbeschaffenheit ist die ÖVGW - Richtlinie G31 anzuwenden. Um diese erforderliche Gasqualität zu erreichen, muss das Biogas auf die erforderliche Methankonzentration von ≥ 98 [%] durch CO_2 -Abtrennung angereichert werden, damit es einen Brennwert H_s von 10,7 - 12,8 [kWh/m³] und einen Wobbe-Index W_s von 13,3 - 15,7 [kWh/m³] aufweist. Das Rohbiogas muss gereinigt werden, damit die Grenzwerte für Gasbegleitstoffe nach G31 eingehalten werden können. (siehe Tabelle 14 Gasbeschaffenheit nach ÖVGW G31)

Tabelle 14 Gasbeschaffenheit nach ÖVGW G31

Brenntechnische Daten		
Wobbe-Index	13,3 – 15,7	kWh/m ³
Brennwert	10,7 – 12,8	kWh/m ³
Relative Dichte	0,55 – 0,65	
Gasbegleitstoffe		
Kohlenwassertstoffe: Kondensationspunkt	maximal 0 beim Betriebsdruck	°C
Wasser: Kondensationspunkt	maximal -8 bei einem Druck von 40 bar	°C
Sauerstoff (O ₂)	≤ 0,5	% Mol-Anteil
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	≤ 2,0	% Mol-Anteil
Stickstoff (N ₂)	≤ 5	% Mol-Anteil
Wasserstoff (H ₂)	≤ 4	% Mol-Anteil
Gesamtschwefel	≤ 10 (auf Dauer)	mg S/m ³
	≤ 30 (im Jahresmittel)	mg S/m ³
Mercaptanschwefel	≤ 6	mg S/m ³
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	≤ 5	mg/m ³
Kohlenstoffoxidsulfid (COS)	≤ 5	mg/m ³
Halogenverbindungen	0	mg/m ³
Ammoniak (NH ₃)	technisch frei	
Fest- und Flüssigbestandteile	technisch frei	
Andere Bestandteile, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden, dürfen nicht enthalten sein		

Bei einem Methangehalt von 65% des Rohbiogases beträgt der Heizwert 6,5 [kWh/m³] und der Wobbe-Index 7,0 [kWh/m³] [Zellmann 2003]. Tabelle 15 ist eine Zusammenstellung typischer Rohbiogaseigenschaften.

Tabelle 15 Typische Rohbiogaseigenschaften [Weiland 2003]

Komponente	Gehalt	Einheit	Wirkung
CH ₄	50-75	[Vol.-%]	- brennbare Biogaskomponente
CO ₂	25-50	[Vol.-%]	- vermindert Brennwert und Zündverhalten - fördert Korrosion - schädlich für alkalische Brennstoffzelle (AFC)
H ₂ S	0-5000	[ppmV]	- Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen - SO ₂ -Emissionen nach Verbrennung - Katalysatorgift (Reformer, Brennstoffzelle)
NH ₃	0-500	[ppmV]	- vermindert Zündverhalten - schädlich für Brennstoffzellen - NO _x -Emissionen nach Verbrennung
Wasserdampf	1-5	[Vol.-%]	- Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen - Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate - bei Frost Gefahr der Vereisung von Rohrleitungen und Düsen
Staubpartikel	>5	[µm]	- verstopft Düsen und schädigt Brennstoffzellen
N ₂	0-5	[Vol.-%]	- vermindert Brennwert und Zündverhalten

Es ist technisch kein Problem, Biogas als Zusatzgas mit einem niedrigeren Methangehalt ins Erdgasnetz einzuspeisen. Das Regelwerk G13 des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches sieht diese Möglichkeit einer eingeschränkten Einspeisung für Biogas mit einem Methananteil ≥ 50 [%] vor. Die maximale Menge des einzuspeisenden Biogases wird dadurch bestimmt, dass das Gasmisch zu jeder Zeit innerhalb der Qualitätsgrenzen für Erdgas H liegen muss, und die vorgegebenen Anforderungen an Odorierung und den maximalen Gehalt an Gasbegleitstoffen eingehalten werden. (siehe G13 2004) Die Grenzwerte für die Gasbegleitstoffe zur eingeschränkten Einspeisung von Rohbiogas sind ident mit den Werten zur uneingeschränkten Einspeisung von Mischgas. (siehe Tabelle 16)

Tabelle 16 Beschaffenheit und Gasbegleitstoffe für uneingeschränkte und eingeschränkte Einspeisung nach SVGW G13

	uneingeschränkte Einspeisung	eingeschränkte Einspeisung
Methan (CH ₄)	≥ 96 Vol.-%	≥ 50,0 Vol.-%
Relative Gasfeuchte (φ) (Netztemperatur und -druck an der Einspeisestelle)	≤ 60 %	
Nebel, Staub	technisch frei	
Odorierung ¹⁾	gemäß SVGW-Richtlinie G11 zur Gasodorierung	
Sauerstoff (O ₂) ¹⁾	≤ 0,5 Vol.-%	
Kohlendioxid (CO ₂) ¹⁾	≤ 6 Vol.-%	
Wasserstoff (H ₂) ¹⁾	≤ 5 Vol.-%	
Schefelwasserstoff (H ₂ S) ¹⁾	≤ 5,0 mg/Nm ³	
Gesamtschwefel (S) ¹⁾ (ohne Odorierung)	≤ 30.0 mg/Nm ³	
¹⁾ Anforderungen an das Gasgemisch nach der Einspeisestelle für die eingeschränkte Einspeisung		

Die Aufbereitung im Falle der Einspeisung als Zusatzgas beschränkt sich dann auf die Gasreinigung. In erster Linie ist dies die Entfernung von Schwefelverbindungen, Ammoniak, Feuchtigkeit und Staub aus dem Rohbiogas. Die Schritte, die zur Methanaufkonzentrierung durch CO₂-Abtrennung nötig sind, können entfallen.

Im Projekt Nr. 807712 sind unterschiedliche Reinigungsvarianten für Biogas als Zusatzgas einer kostenmäßigen Analyse unterzogen worden. [Hornbachner 2005]

6.2 Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren

In diesem Kapitel werden Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren für Rohbiogas beschrieben und einer Bewertung hinsichtlich Funktionsweise, Wirkungsgrad, Energiebedarf und ökologischen Auswirkungen (Abwasser, gasförmige Emissionen) unterzogen. Ein wesentlicher Punkt ist auch, ob es für das jeweilige Verfahren Referenzanlagen gibt.

Tabelle 17 Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren

Verfahren	Komponente	Konzentration im Rohbiogas *)	Konzentration im Reinbiogas (Soll-Werte **)	Charakteristik	Energiebedarf [kW _{el}] je Nm ³ Produktgas *****)	Vorteile	Nachteile	Verfahrenskosten [ct/m ³] bei 500 [m ³ /h] Rohbiogas ***)
Druckwasserwäsche	CO ₂ H ₂ S NH ₃	30 - 45 % CO ₂ bis 5.000 ppm H ₂ S	≤ 2% CO ₂ ≤ 5 mg/m ³ H ₂ S	CO ₂ wird in Wasser als Waschflüssigkeit angereichert Bsp.: Flowtech (Schweden): Verfahrensbezeichnung auch: Nasse Gaswäsche	für Druckwasserwäsche mit Wasserregeneration: 0,3	Relativ viel Erfahrung mit diesem Verfahren (Referenzanlagen in Schweden), nur Abwasser, keine Chemikalienentsorgung nötig, keine in situ Vorentschwefelung nötig.	hoher Wasserverbrauch, Strombedarf relativ hoch, da Druckverfahren, Methanverlust	14 ****)
Druckwechseladsorption	CO ₂ H ₂ S H ₂ O	30 - 45 % CO ₂ bis 5000 ppm H ₂ S H ₂ O gesättigt	≤ 2% CO ₂ ≤ 5 mg/m ³ H ₂ S 0,07 g/m ³ H ₂ O	Adsorption von CO ₂ an einem Molekularsieb unter Druck, Regeneration des beladenen Molekularsiebes unter Druckentspannung	0,5	Trockenes Verfahren, daher kein Anfall von Abwasser, Referenzanlagen in Europa	relativ hoher Stromverbrauch, Entsorgung der Aktivkohle, H ₂ S-Konzentration darf max. 400 mg/m ³ betragen (in situ Vorentschwefelung nötig), Methanverlust	14 ****)

Selexol-verfahren	H ₂ S CO ₂ H ₂ O	30 - 45 % CO ₂ bis 5000 ppm H ₂ S H ₂ O gesättigt	≤ 2% CO ₂ ≤ 5 mg/m ³ H ₂ S 0,07 g/m ³ H ₂ O	Glymes (Glycol Dimethyl Ether) werden zur Entfernung von H ₂ S, CO ₂ , H ₂ O eingesetzt. Funktioniert zufriedenstellend nur als Hochdruckverfahren. (3 bar ü zur H ₂ S-Entfernung, 8 bar ü für H ₂ S und CO ₂)	0,4	Gute Reinigungsleistung, H ₂ S und CO ₂ Entfernung und Trocknung in einem Schritt möglich; auch nur H ₂ S Entfernung	Betriebsmittel- und Entsorgungskosten, relativ wenig Erfahrung	1,73
Membran-verfahren	CO ₂ H ₂ S H ₂ O	30 - 45 % CO ₂ bis 5000 ppm H ₂ S H ₂ O gesättigt	≤ 2% CO ₂ ≤ 5 mg/m ³ H ₂ S 0,07 g/m ³ H ₂ O	Die zu entfernende Komponente wird auf Grund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membran abgetrennt; trockenes und nasses Verfahren	hoch	keine teuren Betriebsmittel notwendig	hoher Energiebedarf und Methanverlust machen das Verfahren teuer; in der Biogasreinigung nicht etabliert	3,85
Aminwäsche	CO ₂ H ₂ S	30 - 45 % CO ₂ bis 5000 ppm H ₂ S	≤ 2% CO ₂ ≤ 5 mg/m ³ H ₂ S	Bestimmte Amine können zur Entfernung saurer Komponenten eingesetzt werden	Hoher Energiebedarf, wenn Druckverfahren	Standardverfahren in der Erdgasreinigung	zu teuer für die Biogasreinigung, hohe Betriebsmittel- und Entsorgungskosten	0,7 (drucklos)
Gastrocknung mittels Gaskühler/ Kondensation	H ₂ O	gesättigt	0,07 g/m ³					0,46 0,6 ****)

Gastrocknung mittels Glykol	H_2O	gesättigt	$0,07 \text{ g/m}^3$	Bsp.: Trocknung mit TEG (Triethylenglykol) TEG entzieht dem Rohbiogas Wasser bei Umgebungstemperatur und kann dann unter Abwärmenutzung bei höheren Temperaturen regeneriert werden.		TEG ist relativ stabil und kann über eine große Zeitspanne recycelt werden. Entsorgung nicht problematisch.	Wärmebedarf zur Regeneration nötig	$0,65$ $0,9$ ****)
Integrierte biologische Entschwefelung (Vorentschwefelung)	H_2S	bis 5000 ppm	$\leq 5 \text{ mg/m}^3$	H_2S wird von Schwefelbakterien im Gasraum des Biogasermenters in einem aeroben Prozess zu elementarem Schwefel abgebaut	Relativ niedrig	technisch einfach zu realisieren, kostengünstig, elementarer S als Dünger nutzbar	Die Temperatur im Gasraum ist vor allem im Winter für die Schwefelbakterien zu niedrig, was zu einer schlechteren Reinigungsleistung führt. Eingeblassene Luft kann die Reinbiogasqualität herabsetzen.	

Externe biologische Entschwefelung	H ₂ S	bis 5000 ppm	≤ 5 mg/m ³	nachgeschalteter Biowäscher (Füllkörperkolonne), Waschlösung (Spülwasser) im Gegenstrom; Spülwasser kann feststofffreies Ablaufwasser aus dem Faulbehälter bzw. Methanreaktor sein. Bsp.: BI-OSULFEX®	Relativ niedrig	höhere Reinigungsleistung, Temperierbarkeit	Biologische Verfahren sind empfindlich bei Konzentrationschwankungen. Bei hohen Konzentrationsunterschieden werden mehrere Wäscher benötigt	0,55 0,6 ****)
Entschwefelung mit Eisen(hydr)oxiden	H ₂ S	bis 5000 ppm	≤ 5 mg/m ³	H ₂ S wird an Eisen(hydr)oxidpellets in Eisensulfid übergeführt. Bei der Regeneration entsteht elementarer Schwefel. (exotherm) Die Reinigungsleistung ist von der Raumgeschwindigkeit und vom verwendeten Reinigungsprodukt abhängig. Es gibt Kartuschen- und Turmsysteme	Relativ niedrig	viel Erfahrung mit diesem System aus der Abwasserreinigung	Regeneration ist beschränkt, da sich der Schwefel an die Poren anlagert und diese somit verstopft. Abfall der Reinigungsleistung bei einer Raugeschwindigkeit > 150 h ⁻¹ Die benötigten langen Verweilzeiten erfordern relativ große Türme	0,86 (Kartuschen) 0,91 (Adsorptionsturm) 1,1 ****)

NaOH-Wäsche	H ₂ S	bis 5000 ppm	≤ 5 mg/m ³	einstufige NaOH-Wäsche im Gegenstromverfahren. THIOPAQ - Verfahren (Kombination aus NaOH-Wäsche und mikrobiologischer Oxidation von Hydrogensulfid		gute Reinigungsleistung	Hohe Betriebsmittel und Entsorgungskosten	
Aktivkohle	H ₂ S COS Teilweise Siloxane	bis 5000 ppm H ₂ S COS und Siloxane in Spuren	≤ 5 mg/m ³ H ₂ S und COS	H ₂ S wird an imprägnierten Aktivkohlen (meist auf Jod basierend) katalytisch zu Schwefel oxidiert. Eine Gesamtschwefelung ist theoretisch möglich, sinnvoll ist nur die Feinreinigung. Eine COS-Entfernung ist nur mit einzelnen Produkten möglich.	Energieeinsatz zum Druckaufbau	gute Reinigungsleistung	hohe Kosten sowohl für den Einkauf der Aktivkohle als auch für deren Entsorgung	0,53 (Gesamtschwefelung) 0,23 (Feinreinigung) 1,3 (inkl. Trocknung) ****)

*) Werte für CO₂ und H₂O [Schulte Schulze Berndt 2003]

Wert für H₂S ist aus [Schulz 2004] Dies ist ein Höchstwert, Durchschnittswerte liegen zwischen 500 und 1500 [ppm].

**) G 31

***) [Schmack 2003]

****) [Hornbachner 2004]

*****) [Schulz 2004]

6.3 Aufbereitungsverfahren

Unter Biogasaufbereitungsverfahren werden im vorliegenden Bericht die Verfahren zur Gasreinigung zusammengefasst, mit denen auch CO₂ abgetrennt werden kann und somit zur Methananreicherung führen. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die Referenzanlagen zur Biogasaufbereitung in Europa. [Hornbachner 2005]

Tabelle 17 ist ein Überblick über Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren bei der Biogaserzeugung.

Art und Menge der Schadstoffe im Rohbiogas hängen in erster Linie vom eingesetzten Substrat, aber auch von der Fermentationsweise ab. In Kapitel 1 dieses Berichtes werden die häufigsten umweltrelevanten Schadstoffe im Rohbiogas beschrieben.

Tabelle 18 Biogasaufbereitung in Europa. Verfahren und Häufigkeit

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

In der Folge werden einige Verfahren näher beschrieben:

- Druckwasserwäsche (Nasse Gaswäsche)
- Druckwechseladsorption (PSA = pressure swing adsorption)
- Selexolverfahren
- Aminwäsche
- Membranverfahren

6.3.1 Druckwasserwäsche

Das Verfahren der Nassen Gaswäsche ist das am häufigsten eingesetzte Verfahren zur Biogasaufbereitung und –reinigung. In Schweden arbeiten ca. 80 [%] der Biogasaufbereitungsanlagen mit dieser Technologie.

Prinzip:

Bei diesem Verfahren nützt man die unterschiedliche Löslichkeit von Methan und CO_2 unter Druck in Wasser. So wird CO_2 in Wasser gelöst, während Methan in der gasförmigen Phase bleibt. Zur Rezirkulation des Waschwassers wird CO_2 unter Druckentspannung wieder freigesetzt. [Tentscher 2003] Auch Verunreinigungen wie z.B. H_2S gehen zu einem großen Teil in die wässrige Phase über. Laut Herstellerangaben (flotech) wird NH_3 zur Gänze absorbiert. Die biologische Vorentschwefelung kann laut Herstellerangaben entfallen, da bei Ersatz dieses Verfahrens bis zu 5.000 [mg/m^3] H_2S im Rohbiogas möglich sind, um den erforderlichen Grenzwert von 5 [mg/m^3] (Erdgasqualität) im Reinbiogas zu erreichen.

Inerte Stoffe, wie Sauerstoff und Stickstoff, die aus der Lufteinblasung für die biologische Vorentschwefelung in den Biogasfermenter stammen, finden sich im Reingas wieder. Dadurch verringert sich der Methangehalt.

Die Nasse Gaswäsche kann ohne und mit Wasserrückführung betrieben werden. Üblich ist eine Wasserrezyklierung, da ansonsten der Wasserverbrauch sehr hoch ist.

Bei Verfahren ohne Wasserrückführung geht das Waschwasser, in dem CO_2 und H_2S unter Druck in Wasser in Lösung gebracht werden, direkt in die Kläranlage. Diese Variante ist nur sinnvoll, wenn gereinigtes Abwasser kostenlos zur Verfügung steht [Schulz 2004]

In der Regel wird das Waschwasser regeneriert. Dabei wird im ersten Behälter CO_2 aus dem Rohbiogas unter Druck in Wasser gelöst, darauf in einem zweiten Behälter unter Druckentspannung freigesetzt und, da dieses gasförmige CO_2 noch mit relativ hohen Methananteilen behaftet ist, wieder dem Rohbiogastrom beigemischt. Dadurch können die Methanverluste reduziert werden. Die endgültige Desorption und Freisetzung von CO_2 und H_2S erfolgt in einem weiteren Behälter durch Lufteintrag. Das Waschwasser wird gekühlt und wieder zum Druckbehälter, in dem die Absorption stattfindet, zurückgeleitet. Das Druckniveau bei der Absorption liegt bei 10 bis 12 [bar]. [Schulz 2004] Das Abgas aus dem Aufbereitungsprozess ist mit Geruchsstoffen, u. a. H_2S beladen und sollte zur Geruchsentfernung in einem Biofilter behandelt werden.

Abbildung 30 zeigt das Prozessschema der Druckwasserwäsche:

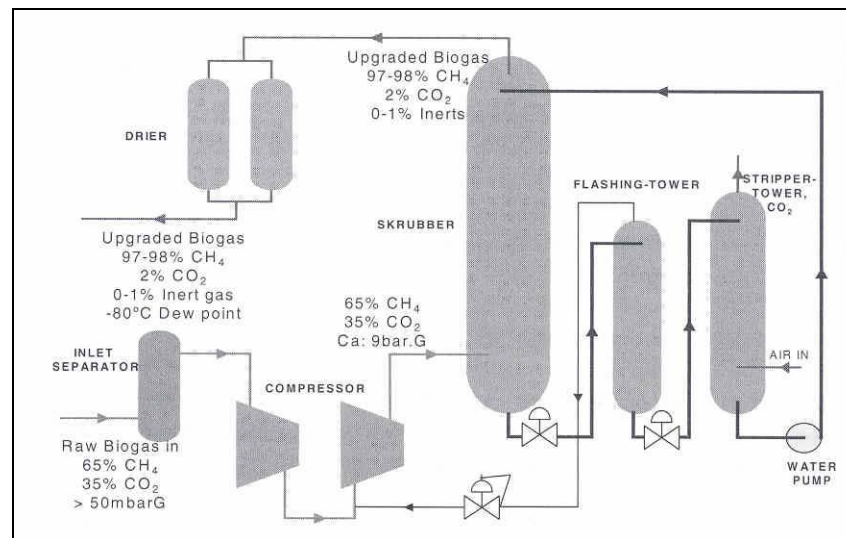


Abbildung 30 Nasse Gaswäsche [Tentscher 2003]

Zusätzlich zur Nassen Gaswäsche muss ein geeignetes Verfahren zur Gastrocknung des Rohbiogases eingesetzt werden. (z.B. PSA)

Das gereinigte Biogas verlässt die Aufbereitungsanlage mit einem Druck von 6 - 8 [bar].

Der Brennwert des Reinbiogases, der mit der Nassen Gaswäsche nach der integrierten biologischen Entschwefelung erreicht wird, scheint unter bzw. knapp am unteren Grenzwert der G 31 zu liegen. Bei der derzeitigen gesetzlichen Lage in Österreich müsste Propan beigemischt werden, um den nach G 31 erforderlichen Brennwert von 10,7 - 12,8 [kWh/m³] zu erreichen.

Ohne vorhergehende integrierte biologische Entschwefelung wird laut Hersteller ein Methangehalt von mindestens 97 [%] erreicht, und somit der erforderliche Brennwert nach G 31 erreicht.

Die H₂S-Werte des unaufbereiteten Klärgases sind vergleichbar mit denen für Rohbiogas aus landwirtschaftlichen Anlagen und können bis zu 8000 [mg/m³] (ca. 5300 [ppm]) betragen. [Schulz 2004]

Bei hohen Schwefelkonzentrationen wird zumeist ein Aktivkohlefilter zusätzlich zur Gaswäsche eingesetzt, da sonst der Grenzwert für H₂S nicht eingehalten werden kann. (persönlicher Hinweis vom Hersteller, flowtech) Laut [Hornbacher 2005] kann man für Biogasanlagen mit durchschnittlichen H₂S-Werten von 500 bis 1500 [ppm] rechnen.

Es stellt sich trotzdem die Frage, wie in der Praxis mit höheren H₂S-Gehalten (von Anlagenherstellern werden bis zu 6000 [ppm] und in bestimmten Anwendungsfällen noch weit darüber bei der Vergärung von Reststoffen angegeben) der H₂S - Grenzwert und der Brennwert

nach G31 mit vertretbarem technischem, und somit auch kostenmäßigem Aufwand erreicht werden können.

In den schwedischen Anlagen wird in der Regel Klärgas aufbereitet. Laut Angaben der dortigen Betreiber für die Aufbereitungsanlagen, die mit dem flotech-Verfahren arbeiten, ist die Reinigungsleistung in Bezug auf den erreichbaren H₂S-Gehalt ausreichend.

6.3.2 Druckwechseladsorption (PSA)

Die Druckwechseladsorption ist ein trockenes Verfahren. Eine eigene Gastrocknung entfällt. Es fällt kein belastetes Abwasser an. PSA-Anlagen stehen derzeit in Schweden und in der Schweiz. [Schulz 2004]

Das gesamte Aufbereitungsverfahren der Druckwechseladsorption besteht aus folgenden Schritten:

- Rohbiogasverdichtung
- H₂S-Entfernung (imprägnierte Aktivkohle)
- Konditionierung
- CH₄ - Gewinnung

CO₂ aus dem auf 5 bis 10 [bar] verdichteten Rohbiogas wird im Adsorberbehälter an einem Molekularsieb auf Kohlenstoffbasis (= veredelte Aktivkohle) adsorbiert. Beim Durchströmen des Rohbiogases durch die Schüttung, gelangen die kleineren Moleküle, wie CO₂, N₂, O₂, H₂S und H₂O schneller in die Poren des Molekularsiebes als Methan, das am Kopf nahezu rein die Adsorptionssäule verlässt. (Prinzip s. Abbildung 31) Wenn das Molekularsieb voll beladen ist, erfolgt eine Druckentspannung und somit eine vollständige Regenerierung des Molekularsiebes.

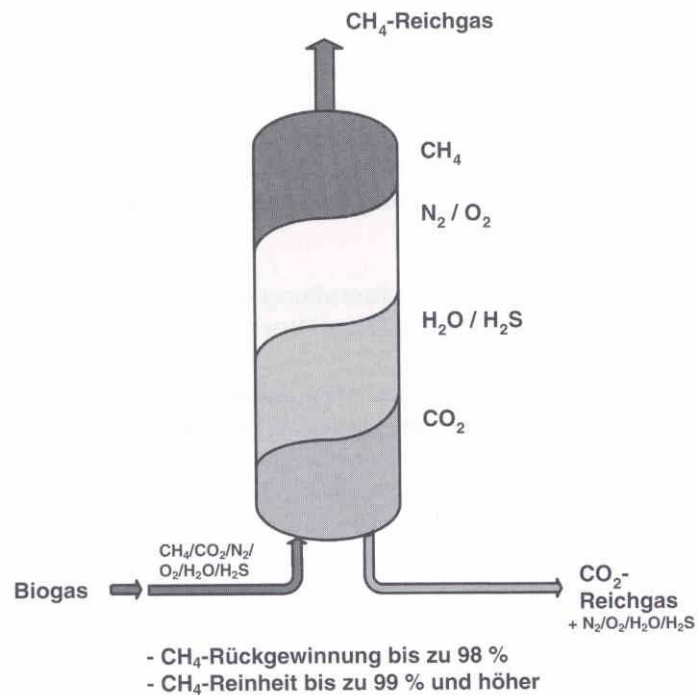


Abbildung 31 Methananreicherung durch Adsorptionsprozess mittels Kohlenstoffmolekularsieb (CMS) [Schulte-Schulze 2003]

Bei einer PSA-Anlage werden in der Regel 4 Adsorberbehälter zusammengeschlossen, in denen wechselweise Adsorption unter Druck und Desorption bei Druckentspannung ablaufen. Schema siehe Abbildung 32 [Schulz 2004]

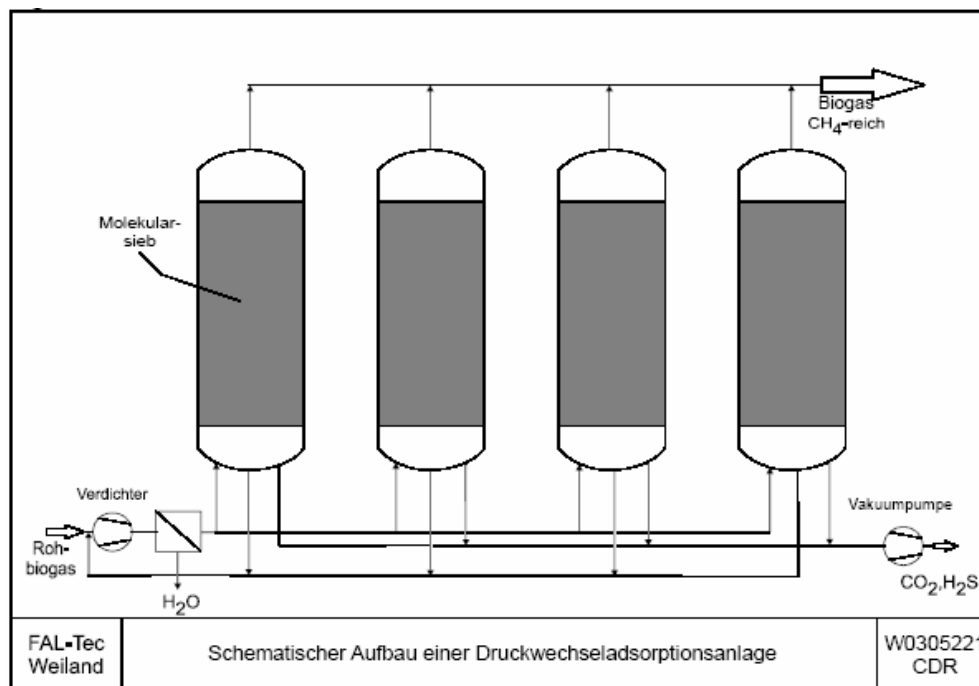


Abbildung 32 Schema PSA [Schulz 2004]

Das Reingas verlässt die Anlage mit einem Druck von ca. 6 [bar].

Bei der Druckwechseladsorption ist eine biologische H_2S -Vorreinigung auf 200 bis 400 [mg/m^3] H_2S notwendig. Die Methankonzentration im Reingas beträgt ca. 95 [%], der maximal erreichbare Brennwert bei der PSA ist laut Herstellerangaben 11 [kWh/m^3]. Bei der derzeitigen gesetzlichen Regelung in Österreich, ist mit der Notwendigkeit eines Propanzusatzes zu rechnen, um den erforderlichen Brennwert erreichen zu können.

Da dieses Verfahren ein trockenes Verfahren ist, fällt kein Abwasser an. Dafür muss die verbrauchte Aktivkohle (teilweise imprägniert) aus den unterschiedlichen Reinigungsschritten (Vorfilter, H_2S -Reinigung) periodisch entsorgt werden. Mit diesem Verfahren werden laut Hersteller auch zum Teil N_2 , O_2 , flüchtige Kohlenwasserstoffe und Siliziumverbindungen entfernt.

6.3.3 Selexolverfahren

Das Selexolverfahren ist vom Prinzip her ein Druckwäscheverfahren wie die Nasse Gaswäsche. Als Lösemittel für die polaren Bestandteile des Rohbiogases wie CO_2 , H_2O und H_2S dienen Glymes, das sind Glycol Dimethyl Ether. Glymes können polare Bestandteile aus einem Gasstrom sehr selektiv lösen und sind thermisch und chemisch beständig. [Schmack 2003] Nachteile dieses Verfahrens sind die zu erwartenden Betriebsmittel- und Entsorgungskosten, sowie ein in der Literatur beschriebener Methanverlust von bis zu 6,5 [%]. [Schmack 2003]

Derzeit gibt es noch relativ wenig Erfahrung mit dem Einsatz des Selexolverfahrens in der Biogasreinigung. [Schulz 2004]

6.3.4 Aminwäsche

Die Aminwäsche mit nachfolgendem Klaus-Prozess zur Abtrennung von molekularem Schwefel wird bei der Erdgasreinigung zur Entfernung saurer Bestandteile wie CO_2 und H_2S eingesetzt. Das Gas wird hier unter hohem Druck in Waschtürmen bei Umgebungstemperatur aufbereitet. Mit diesem Verfahren kann auch COS bis auf 1 [ppm] reduziert werden. [www.erdgaszuerich.ch] Dieses Verfahren hat in der Biogasaufbereitung keine Bedeutung, da es für die im Vergleich zur Erdgasaufbereitung relativ kleinen Rohbiogasmengen nicht wirtschaftlich zu betreiben ist.

6.3.5 Membranverfahren

Gasaufbereitungsverfahren für Erdgas sind in der Regel energieintensiv (hohe Betriebsdrücke) und chemieintensiv. Daraus resultieren hohe Kosten für Betriebsmittel, wie z.B. die Waschflüssigkeit und deren Entsorgung. Eine Alternative ist der Einsatz von Membranen zur Abtrennung unerwünschter Gasinhaltsstoffe. Diese Technologie ist derzeit aber noch relativ teuer, und es fehlt die Erfahrung bei großen Gasdurchsätzen. [www.erdgaszuerich.ch] Laut persönlicher Mitteilung aus der Erdgasaufbereitungsbranche ist der Einsatz der Membrantechnik technisch noch nicht ausgereift. Abbildung 33 zeigt das Verfahrensschema einer Membrananlage.

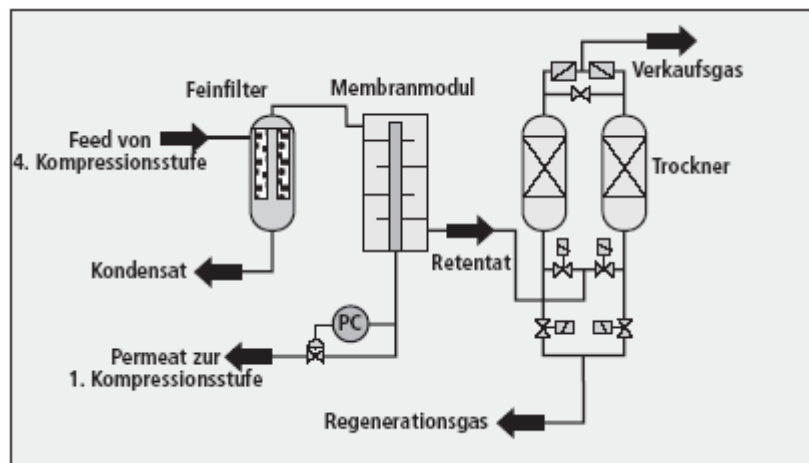


Abbildung 33 Verfahrensschema einer Membrananlage zur Gaseinigung [Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG]

Für den Einsatz bei der Rohbiogasaufbereitung und -reinigung wird der Membraneinsatz im Pilotmaßstab erprobt. Ein Nachteil ist der relativ hohe Methanverlust. [Schmack 2003]

6.3.6 Zusammenfassung

Bei allen oben beschriebenen Verfahren muss der Druck für den Trennungsschritt mittels Kompressoren erhöht werden. Dies verursacht erhebliche Energiekosten (vgl. Kapitel 8). Dazu kommen bei der Aminwäsche und dem Selexolverfahren die Kosten für Chemikalien und Entsorgungskosten für die verbrauchten Lösemittel. Die Aminwäsche ist ein Standardverfahren in der Erdgasindustrie, wo naturgemäß größere Mengen aufbereitet werden, als bei der Einspeisung von Biogas. Verfahren, die zur Reinigung "saurer" Erdgase eingesetzt werden, eignen sich daher nicht unbedingt für die Rohbiogasaufbereitung.

Für die Rohbiogasaufbereitung und -reinigung in Hinblick auf eine Einspeisung in das Gasnetz sind derzeit nur die Druckwasserwäsche und die Druckwechseladsorption relevant. Beide Verfahren werden in Europa zur Biogasreinigung eingesetzt. Es sind dies die Verfahren, die kostenmäßig für die relativ kleinen Gasströme, wie sie bei der Biogaserzeugung auftreten, tragbar sind. Ihre Funktionsweise ist in der Praxis erprobt. Man muss allerdings bedenken, dass es sich im Vergleich zu anderen Technologien um ein Nischenprodukt handelt, und es sich absolut gesehen um nur wenige Anlagen und Anbieter handelt. Da es ein sehr kleiner Markt mit wenigen Anbietern ist, ist eine Bewertung des Preis-/Leistungsverhältnisses dieser Anlagen nur sehr eingeschränkt möglich. Erschwerend kommt dazu, dass es für diese Aufbereitungsanlagen, wie auch für die Biogasproduktionsanlagen kein technisches Regelwerk, wie z.B. eine VDI-Richtlinie gibt.

Tabelle 19 ist eine Zusammenstellung der Vor- und Nachteile von in der Praxis eingesetzten Aufbereitungsverfahren [Schulz 2004]

Tabelle 19 Zusammenstellung der Vor- und Nachteile von in der Praxis eingesetzten Aufbereitungsverfahren [Schulz 2004]

	Vorteile	Nachteile
Druckwasserwäsche	<ul style="list-style-type: none"> - kein Chemikalienbedarf für die Waschlösung - viel Erfahrung - ohne Regenerierung gut für Kläranlagen geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasseranschluss erforderlich - relativ hoher Wasserverbrauch - Methanverluste - Verstopfungen im Bereich der Füllstoffe können auftreten
PSA	<ul style="list-style-type: none"> - geringer H₂S-gehalt im Reinbiogas - geringer Wassergehalt im Reinbiogas - geringer Wasserbedarf - relativ viel Erfahrung 	<ul style="list-style-type: none"> - Ventile können durch Staub- oder Kohlepartikel verstopfen - hoher Anspruch an Ventile - Methanverlust
Selexol	<ul style="list-style-type: none"> - H₂S-Entnahme kombinierbar 	<ul style="list-style-type: none"> - relativ wenig Erfahrung - Wärmebedarf - Chemikalienbedarf - Methanverluste - Probleme mit Wasseranreicherung
Chemische Wäsche	<ul style="list-style-type: none"> - relativ viel Erfahrung - geringe Methanverluste - hohe Methankonzentration möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - hoher Wärmebedarf, - Chemikalienbedarf, - Entsorgungskosten
Trockenene Membran		<ul style="list-style-type: none"> - hoher Druck von 25 - 40 bar erforderlich - Methanverluste - hoher Strombedarf - wenig Erfahrung
Nasse Membran	<ul style="list-style-type: none"> - arbeitet bei Atmosphärendruck 	<ul style="list-style-type: none"> - kurze Membranstandzeiten

Im Kapitel 1 dieses Berichtes findet sich ein quantitativ und qualitativ einsetzbares Werkzeug zur Bewertung des für den jeweiligen Einsatzfall geeignetsten Aufbereitungsverfahrens.

6.4 Reinigungsverfahren

Wenn Biogas als Austauschgas in das Erdgasnetz eingespeist wird, muss es auf Erdgasqualität aufbereitet werden, d. h. Methan muss durch CO₂-Abtrennung angereichert werden. (siehe Aufbereitungsverfahren) Im Projekt Nr. 807712 "Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogasnetzeinspeisung in Österreich" [Hornbachner 2005] werden Szenarien für die Einspeisung von Biogas als Zusatzgas entwickelt. Es wird empfohlen, in diesem Fall auf die Methananreicherung zu verzichten, aber die Grenzwerte für Gasbegleitstoffe nach G 31 beizubehalten. Darüber hinaus wurde in diesem Projekt festgestellt,

dass die in der G 31 geforderte Feuchte des eingespeisten Gases (Taupunkt $-8\text{ [}^\circ\text{C]}$ bei einem Druck von 40 [bar]) mit den gängigen Entfeuchtungsverfahren nicht erreichbar ist. Grund dafür ist, dass das Rohbiogas mit Wasser gesättigt ist. Gemäß [Hornbachner 2005] wird für Mischgas nach der Einspeisung von Biogas ein Taupunkt von $0\text{ [}^\circ\text{C]}$ bei einem Druck von 10 [bar] empfohlen. Dadurch können gängige Verfahren der Entfeuchtung auch in der Aufbereitung und Reinigung von Biogas eingesetzt werden.

Das Rohbiogas muss dann nicht voll aufbereitet, sondern nur einer gezielten Reinigung unterzogen werden, abhängig von den beim jeweiligen Substrateinsatz zu erwartenden Verunreinigungen.

In der Folge werden einige ausgewählte Reinigungsverfahren zur Entschwefelung, sowie zur Trocknung des Rohbiogases beschrieben.

6.4.1 *Entschwefelung mit Eisenoxidpellets*

Eisen(hydr)oxide reagieren in feuchter Umgebung mit H_2S zu Eisensulfid und Wasser. Zur Gasreinigung können Kartuschen- oder Turmsysteme, gefüllt mit Eisenoxidpellets, zum Einsatz kommen. Es sind unterschiedliche Eisenmassen auf dem Markt. Je nach Masse und Raumgeschwindigkeit des durchströmenden Gases werden unterschiedliche Abbauraten für H_2S beobachtet. In Versuchen können Wirkungsgrade um 99 [%] erreicht werden [Schmack 2003]. Der Einsatz von Eisenoxiden in der Biogasreinigung ist nicht üblich, Eisenoxide werden dagegen in Klärwerken zur Reinigung von Klärgas eingesetzt.

Limitierender Faktor für den Einsatz dieser Systeme scheint die Verweilzeit (reziproker Wert der Raumgeschwindigkeit) zu sein. Da lange Verweilzeiten nötig sind, müssten Kartuschen oder Türme relativ groß sein. Die daraus resultierenden Material- und Entsorgungskosten machen dieses Verfahren relativ teuer. COS kann mit diesem Verfahren nicht aus dem Rohbiogas entfernt werden. Dies stellt einen weiteren Nachteil für einen potentiellen Einsatz dieses Verfahrens bei der Biogasaufbereitung dar.

6.4.2 *Entschwefelung mit Aktivkohle*

Die Entschwefelung mit Aktivkohle eignet sich nur zur Feinreinigung, d.h. eine biologische Vorentschwefelung wird vorausgesetzt. Sinnvoll abbaubar ist H_2S in einem Konzentrationsbereich von $200\text{ bis }400\text{ [mg/m}^3\text{]}$. Bei höheren Konzentrationen wird die Aktivkohle zu schnell beladen und müsste zu oft getauscht werden, was ökologisch und wirtschaftlich unsinnig wäre. Bei der Biogasreinigung werden häufig jodimprägnierte Aktivkohlen verwendet. Versuche haben gezeigt, dass spezielle Aktivkohleprodukte in der Lage sind, neben H_2S auch COS abzubauen. [Schmack 2003]

6.4.3 Biologische Entschwefelung

6.4.3.1 Interne biologische Entschwefelung

Durch Einblasen von Luft (ca. 4 [%] vom Biogasvolumenstrom) in den Biogasfermenter siedeln sich im oberen Fermenterbereich Schwefelbakterien an, die einen Teil des bei der Fermentation gebildeten H_2S in situ zu molekularem Schwefel abbauen. (Schema siehe Abbildung 34) Dieser molekulare Schwefel findet sich dann im Gärrest wieder und wertet diesen in Hinblick auf seine Düngerqualitäten auf. Die eingeblasene Luft findet sich im Rohbiogas wieder und kann dann bei der Aufbereitung störend wirken. So werden bei der Druckwasserwäsche die inerten Luftbestandteile durch das Verfahren durchgeschleust und vermindern dadurch den Brennwert des Reinbiogases, da die erforderliche Methankonzentration nicht erreicht werden kann.

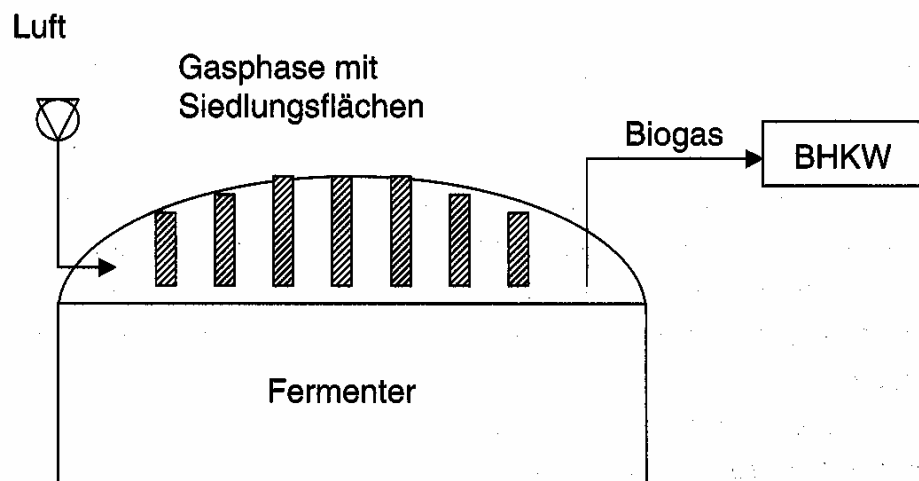


Abbildung 34 Interne biologische Entschwefelung

6.4.3.2 Externe biologische Entschwefelung

Bei diesem Verfahren laufen Gasproduktion und Entschwefelung räumlich getrennt voneinander ab. In einem der Gärung nachgeschalteten Biowäscher findet die H_2S -Reduktion statt. Eine Waschlösung (Spülwasser), ev. feststoffreies Ablaufwasser aus dem Faulbehälter bzw. Methanreaktor wird im Gegenstrom über den Füllkörper mit dem Biofilm von oben nach unten geführt. (siehe Abbildung 35)

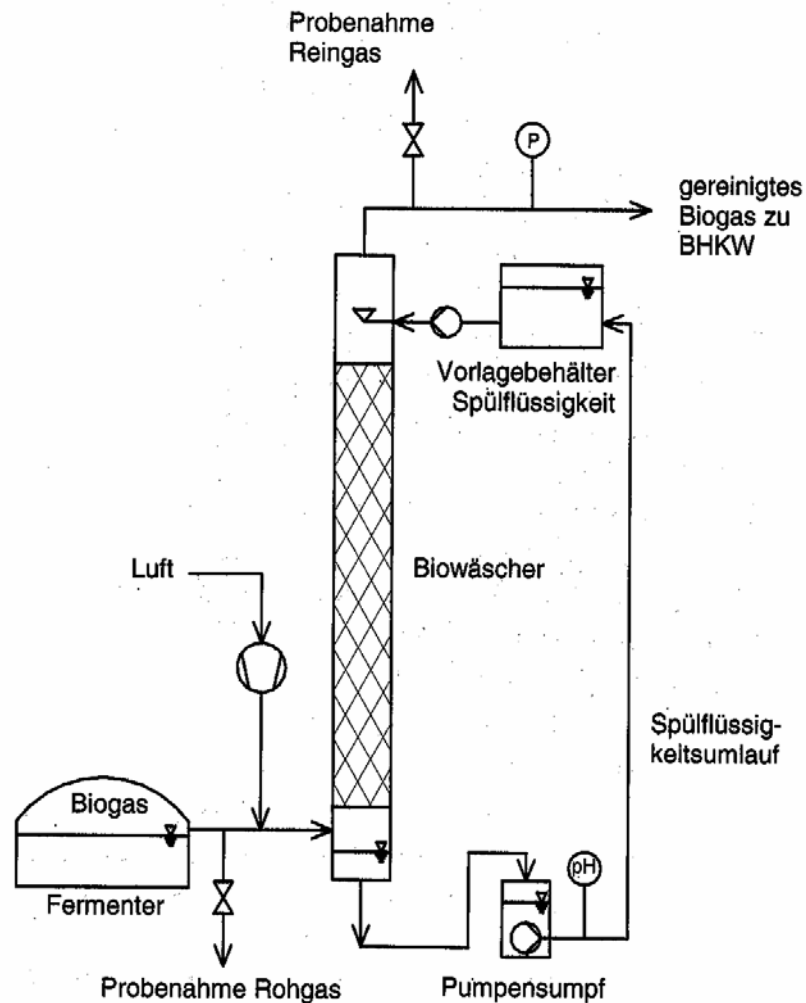


Abbildung 35 Prinzip der externen biologischen Entschwefelung
(ATZ EVUS [Prechtl 2003])

Dieses Verfahren zählt zu den relativ kostengünstigen Reinigungsverfahren, da keine teuren Chemikalien benötigt werden und dann entsorgt werden müssen. Der Energiebedarf ist im Großen und Ganzen auf die Pumpe zur Zirkulation des Waschwassers, die Lufteindüsung und das Erhalten der benötigten Temperatur von ca. 30 [°C] für den mikrobiologischen Abbau zurückzuführen. Derzeit laufen unterschiedliche öffentliche Forschungsprojekte und Forschungsprojekte von Unternehmen, die sich mit einer Weiterentwicklung dieses Verfahrens beschäftigen.

Ein Problem stellen in jedem Fall Schwankungen der H₂S-Konzentration dar, da ein biologisches System nicht sofort auf Konzentrationsschwankungen reagieren kann. Der Einsatz unterschiedlicher Substrate kann stark variierende H₂S-Konzentrationen bewirken. Wenn die Minimal- und Maximalkonzentration stark differieren, müssen möglicherweise zwei Kolonnen

zur Reinigung vorgesehen werden, da jedes Reinigungsverfahren nur in einem bestimmten Konzentrationsbereich zufrieden stellend arbeitet, in den Randbereichen aber eine deutlich schlechtere Abbauleistung erbringt.

6.4.4 Ammoniak

Im Regelfall ist das Rohbiogas bei geeigneter Fermentationsführung und Reinigung frei von Ammoniak. Ansonsten muss NH_3 mit einem nachgeschalteten Wäscher (Ammoniakstripper) entfernt werden [Schmack 2003].

6.4.5 Wasser

Zur Biogasentfeuchtung können grundsätzlich dieselben Verfahren wie bei der Erdgas-trocknung angewendet werden:

- Biogaskühlung: Wasser wird als Kondensat abgeschieden
- Absorptive Trocknung mit Triethylenglykol: Triethylenglykol (TEG) ist mit Wasser beliebig mischbar und somit in der Lage das Wasser aus dem Rohbiogas zu absorbieren. TEG entnimmt in einer Absorptionskolonne in einem dampfförmigen Gemisch Wasser und wird dann zur Rückgewinnung wieder kondensiert

6.4.6 Zusammenfassung

Die tatsächlichen Randbedingungen bestimmen, welches Reinigungsverfahren für den jeweiligen Anwendungsfall am geeignetsten ist. (siehe Kapitel 1)

Der Einsatz einzelner Reinigungsverfahren bzw. eine Kombination mehrerer Reinigungs-verfahren (z.B. Trocknung und Entschwefelung des Rohbiogases) ist auf jeden Fall kosten-günstiger als eine gesamte Aufbereitung. Voraussetzung ist eine Änderung der gesetzlichen Lage in Österreich, die es ermöglicht, Biogas mit seinem natürlichen CO_2 -Gehalt als Zusatzgas ins Erdgasnetz einspeisen zu können.

7 Emissionen

Durch den Betrieb von Biogasanlagen kommt es zu unerwünschten Emissionen. [Biogashandbuch Bayern 2004] In diesem Kapitel werden ausgewählte umweltrelevante Emissionen exemplarisch dargestellt, die für die Bewertung dieser Technologie im Hinblick auf die Gaseinspeisung bedeutend sind.

- Gasförmige Phase:
 - Verunreinigungen im Rohbiogas
 - Belastung der Umgebungsluft durch NH_3 , luftgetragenen Keime, Methan aus der Aufbereitung (Methanverlust) oder undichtem Nachgärbehälter sowie Gastank
 - Emissionen durch die Biogasnutzung im Verbrennungsmotor
 - Geruchsemissionen
- Flüssige Phase: Emissionen in die wässrige Phase durch einzelne Teilschritte bei der Biogasproduktion und Aufbereitung – Abwasser
- Feste Phase: Verunreinigungen des Substrates und Gärrestes
- Lärmentwicklung durch Anlagenbetrieb und Liefertransporte

Art und Herkunft des Substrates haben wesentliche Auswirkungen auf auftretende Verunreinigungen bei der Biogasproduktion. Daneben spielt auch die Fermentationsführung eine gewisse Rolle. Schadstoffe oder unerwünschte Begleitstoffe finden sich dann sowohl im Rohbiogas, als auch im Gärrest. In Hinblick auf eine Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz werden Aufbereitung und erforderliche Reinigung, abhängig von der Art und Konzentration der Schadstoffe im Rohbiogas, aufwändiger und somit teurer. Die Verunreinigungen im Gärrest müssen unterhalb der für die Ausbringung aktuellen Grenzwerte liegen, da bei einer ausschließlich externen Entsorgung des Gärrestes die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage für die Einspeisung ins Erdgasnetz nicht gegeben wäre.

Es gibt wenige Angaben in der Literatur, aus der ein eindeutiger quantifizierbarer Zusammenhang zwischen dem eingesetzten Substrat und den daraus resultierenden Schadstoffen im Biogas bzw. Gärrest hergestellt werden kann. Verwertung von Reststoffen (Kofermentation) bewirkt in jedem Fall höhere Schadstoffkonzentrationen als der Einsatz von Nawaros. Hier muss abgewogen werden, wie weit die höhere Methanausbeute bei der Kofermentation bzw. der Fermentation unterschiedlicher Güllen den Mehraufwand bei der Gasreinigung rechtfertigt.

Substratverunreinigungen können auch die anaerobe Fermentation stören und inhibieren und damit die CH_4 -Ausbeute verringern, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage

auswirkt. Ein Beispiel dafür sind Antibiotika aus der Tiermast, die bei der Fermentation mit Bakterien hemmend wirken.

7.1 Gasrelevante Verunreinigungen Rohbiogas

Verunreinigungen entstehen in erster Linie durch den Einsatz unterschiedlicher Substrate und unterliegen zeitlichen (jahreszeitlichen) Schwankungen. Zu erhöhten Konzentrationen unerwünschter Substanzen kann es auch durch die Fermentationsführung kommen. So bewirken z.B. hohe pH-Werte verstärkte NH_3 -Bildung. Totzonen im Fermenter, verursacht durch unvollständige Durchmischung, verhindern einen vollständig ablaufenden anaeroben Gärprozess. Es kommt zu unerwünschten Zwischenprodukten, die sich dann sowohl im Rohbiogas, als auch im Gärrest befinden können.

Häufige auftretende Schadstoffe im Rohbiogas:

- H_2S
- andere Schwefelverbindungen: Mercaptanschwefel, Carbonylsulfid
- Siloxane
- NH_3
- Flüchtige halogenierte und nicht halogenierte Kohlenwasserstoffe

7.1.1 H_2S

H_2S verursacht als saure Komponente Korrosion in Rohrleitungen und Nutzungsaggregaten.

Es gibt kaum genaue Angaben über die Herkunft des H_2S aus unterschiedlichen Substraten, da der Großteil der Anlagen (ca. 88 [%]) [Rieger et al. 2003] mit interner biologischer Entschwefelung betrieben wird, und demnach die Menge des tatsächlich gebildeten H_2S im Rohbiogas nicht bekannt ist. In der Praxis zeigt sich, dass Nawaros bis auf Ausnahmen wie stark schwefelhaltige Pflanzen bedeutend niedrigere H_2S -Konzentrationen verursachen (bis 500 [ppm]) als Reststoffe. Bei der Kofermentation werden H_2S -Konzentrationen von bis zu 5000 [ppm] genannt. Es gibt eine eindeutige Korrelation zwischen dem Proteingehalt im Substrat und der H_2S -Konzentration im Rohbiogas. So verursacht Raps höhere H_2S -Konzentrationen im Rohbiogas.

Um einen zahlenmäßigen Zusammenhang zwischen eingesetztem Substrat und der daraus resultierenden H_2S -Konzentration ziehen zu können, müsste die H_2S -Konzentration im Rohbiogas ohne interne biologische Entschwefelung in Biogasproduktionsanlagen gemessen werden, da die Ergebnisse aus dem Labor- oder Pilotmaßstab nicht einfach extrapolierbar sind.

Konzentrationsschwankungen im Biogas nach dem Fermenter mit interner biologischer Entschwefelung bei Substratwechsel können Indikatoren sein.

7.1.2 COS (Kohlenstoffoxidsulfid)

Die Entstehung von COS wurde bis dato bei der Biogaserzeugung kaum beachtet, da der Schwerpunkt der Biogasnutzung bei der Verstromung in Blockheizkraftwerken liegt. COS entsteht in Spuren bei der Vergärung. COS scheint beim Einsatz von fast allen Substratgemischen aufzutreten. [Ahrens et al. 2003] COS ist als Katalysatorgift vor allem beim Einsatz von Biogas in Brennstoffzellen problematisch, bei der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz gilt laut G31 eine Obergrenze von 5 [mg/m³].

Mit den derzeit verfügbaren Verfahren zur H₂S-Entfernung kann COS in der Regel nicht entfernt werden.

7.1.3 Siloxane

Siloxane treten in der Regel nur bei der Vergärung von nicht landwirtschaftlichen Abfällen auf. (Herkunftsquelle u. a. Kosmetikprodukte) Auf Grund der Herkunftsquelle muss man mit Siloxanbildung bei der Produktion von Klär- und Deponiegas rechnen. [Hornbachner 2005] Aus Siloxanen werden bei der Verbrennung von Biogas in Motoren aber auch bei der Biogasnutzung in Brennstoffzellen Siliziumoxide gebildet, die mechanische Schäden zur Folge haben. In der Regel wird die Siloxanbildung quantitativ nicht erfasst, da die Analytik nicht etabliert ist.

7.1.4 NH₃

Höhere Temperaturen und erhöhte pH-Werte (>8) im Fermenter begünstigen die NH₃-Bildung. Durch eine geeignete Fermentationsführung kann diese verringert werden. Auf jeden Fall muss eine NH₃ –Entfernung im Zuge der Aufbereitung und Reinigung des Rohbiogases in Hinblick auf die Gaseinspeisung gewährleistet sein.

7.1.5 Flüchtige Kohlenwasserstoffe

Im Biogas finden sich in Spuren unterschiedliche Kohlenwasserstoffe, wie z.B. Furane. Folgende Verbindungen treten in Biogasen aus Nawaros auf: [Ahrens et al. 2003]

- Propen
- Methandiol

- Pentan
- 1,3 – Hexen

7.2 Belastung der Umgebungsluft durch Emissionen aus der Biogasproduktion

7.2.1 NH_3

Umweltrelevant ist die Freisetzung von flüchtigem NH_3 aus nicht abgedeckten Endlagern und bei der Ausbringung. Lager sollten daher abgedichtet und die Art der Gärrest- bzw. Gülleausbringung optimiert werden.

7.2.2 Methan

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas treten abhängig vom eingesetzten Verfahren Methanverluste auf (Kapitel 1). Darüber hinaus kommt es im Gärrestendlager zu Methanbildung. Eine weitere Methanemissionsquelle sind undichte Gaslager.

7.2.3 Luftgetragenen Keime

Die Austragung luftgetragener Keime kann durch eine geeignete Abdeckung von Substrat- und Gärrestlager verhindert werden.

7.3 Belastung der Umgebungsluft durch Emissionen aus der Biogasverbrennung im Motor

Da dieses Projekt die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz zum Inhalt hat, sind die Emissionen, die bei der Verbrennung im Motor entstehen, von untergeordneter Bedeutung. Falls in Einzelfällen Teile des Biogases nicht eingespeist, sondern einem Verbrennungsmotor zugeführt werden (z.B. Kleinblockheizkraftwerk zur Eigenstrom- und Wärmeversorgung), kann auf Grund der für die Einspeisung nötigen Aufbereitung von einer konstant hohen Gasqualität ausgegangen werden, was sich auf die Emissionssituation günstig auswirkt.

7.3.1 Geruch

Bei der Errichtung von Biogasanlagen kommt es zunehmend zu Widerständen der Anrainer. Einer der wichtigsten Gründe sind Geruchsemissionen dieser Anlagen durch Anlieferung, Substrataufbereitung, Substratförderung, Fermentation und Gärrestlagerung sowie Ausbringung. Diese sollten auf jeden Fall durch geeignete bauliche Maßnahmen, wie Kapselung der Geruchsquelle bei Anlieferung, Lagerung und Förderung minimiert werden. Zusätzlich sollte ein Biofilter zur Abluftreinigung installiert und ordnungsgemäß betrieben werden.

Aus Abbildung 36 [Pötsch 2005] ist erkennbar, dass die Geruchsintensität des Gärrestes zwar niedriger als beim unfermentierten Substrat ist, aber auf einer Skala von geruchlos bis sehr stark im mittleren Bereich liegen kann.

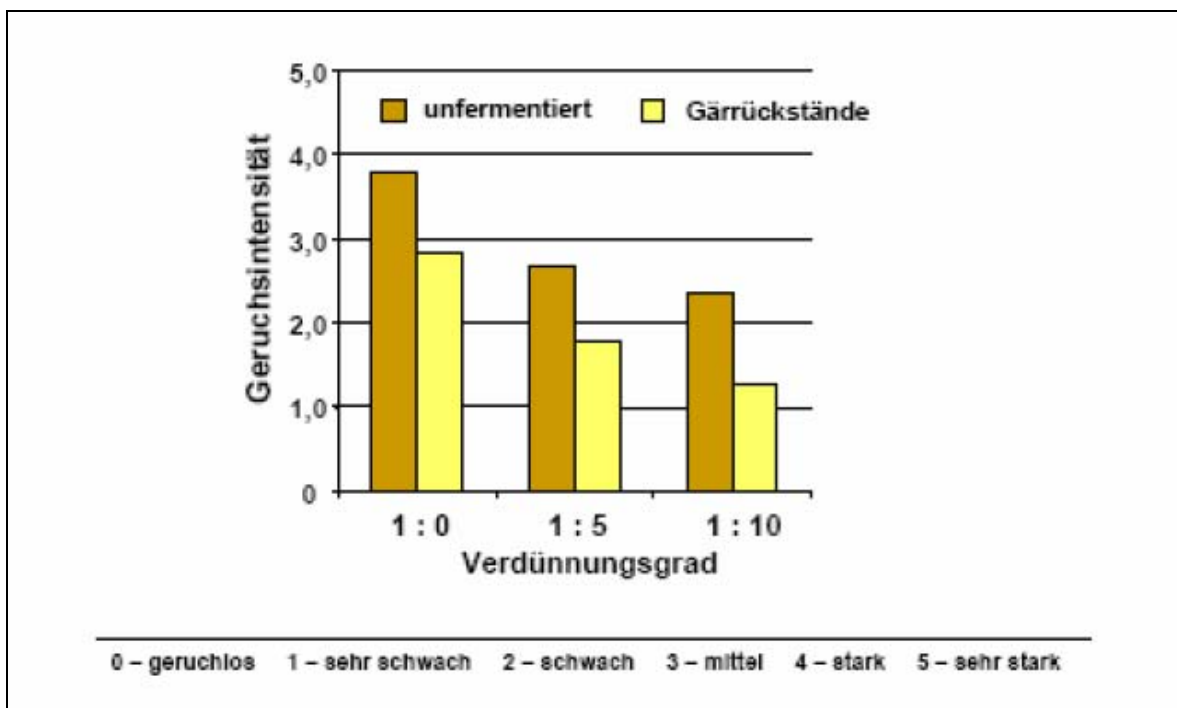


Abbildung 36 Geruchsintensität des Gärrestes [Pötsch 2005]

7.4 Abwasser

Bei der Biogasproduktion treten unterschiedlich belastete Abwässer (mikrobiologisch, chemisch) aus einzelnen Produktionsschritten auf:

- Abtrennung Gärrest von der flüssigen Phase
- Gasaufbereitung und –reinigung: Die Abwassermenge ist abhängig vom eingesetzten Verfahren. (z.B.: Unterschied "Nasse Gaswäsche" – "Druckwechseladsorption" (s. Kapitel 1)) Es können auch chemikalienbelastete Abwässer durch Reinigungsschritte entstehen (Selexolwäsche, Aminwäsche...)

7.5 Feststoffrelevante Schadstoffe

7.5.1 *Problematische Inhaltsstoffe und Verunreinigungen in Ausgangssubstraten*

Auf Grund der Unterschiedlichkeit der eingesetzten Substrate in Biogasanlagen gibt es auch zahlreiche Möglichkeiten des Schadstoffeintrags. Bedeutende Stoffgruppen sind Schwermetalle und organische Verbindungen. Schwermetalle reichern sich im Lauf des Biogasprozesses an, da sie nicht abgebaut werden, organische Verbindungen werden nur in geringem Umfang metabolisiert.

7.5.1.1 *Schwermetalle*

Tabelle 20 [Biogashandbuch Bayern 2004] ist ein Überblick über den Schwermetallgehalt von Ausgangssubstraten für die Biogasfermentation.

Tabelle 20 Schwermetallgehalt von Ausgangssubstraten

Ausgangssubstrat	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Zn
Landwirtschaftliche Einsatzsubstrate							
Rindergülle	0,3-0,5	8	38		6	7	230
Rindergülle (n = 35)*	0,1-0,4	3-8	25-80	0,005-0,005	3-8	8-16	139-608
Schweinegülle	0,5-1,8	2-14	250-760		11-32,5	7-18	700-1.200
Schweinegülle (n= 25)*	0,1-0,5	5-18	136-766	0,005-0,01	6-17	13-22	497-1.802
Hühnergülle	0,2-0,3	<1-7,7	48-78		7-9	6-8,4	330-450
Rindermist	0,4	20	39		10	7	213
Schweinemist	0,4	11	740		13	-	1.200
Hühnermist *	1,6	26,9	992,0	0,2	38,1	11,1	1.756,3
Kartoffelkraut	-	-	11,5		-	-	78
Rübenblatt	0,2	<1	10		5	0,5	28
Getreidestroh	0,2	-	4-8		-	18	20-80
Maisstroh	0,1-0,4	-	7-22		-	6-33	30-70
Reststoffe aus der Industrie							
Apfeltrester	0,3	1,6	7,8	-	-	3,4	6,7
Obsttrester	0,11	0,06,12	7,8-30	0,06	3-21	0,7-3	25-30
Rebentrester	0,03-0,5	5	150	0,01	2,5	-	58-75
Biertreber	0,2	0,5	34,2	0,04	2,5	0,4	88
Traubenkernmehl	0,03	6,3	52,2	-	3,4	1,8	16,9
Filtrationskieselgur (Bier)	0,3-0,5	7,4-16	2,8-4,9	0,02	5-16,4	0,1-3,4	27-28
Gemüseabfälle	0,3-0,8	1-18,5	4,4-15	0,007	2,2-7,8	1,0-4,3	17-41
Ölsaatschrot	0,1-0,3	0,5-2	5,-44	0,005	0,8-6	0,3-1	42-99
Rapsschrot	0,09	0,6	5,3	-	5,0	0,9	65,7
Rizinussschrot	0,05-0,2	1,1-2,5	15-26	0,02	1,3-5,5	1-1,5	48-116
Vinasse	0,3	1,22	2,4	0,02	5,5	2,2	22
Schlachthofabfälle							
Flotatschlamm	-	39-80	-	-	-	-	281-380
Fettabscheiderinhalt	0,03-0,5	2,3-30	4,8-70	0,02-0,6	0,7-40,5	1,5-27,8	26-155
Blutmehl	0,1	4	28,3	-	0,2	2,5	36
Panseninhalt (unbehandelt)	2	33	5-99	-	20	20	71-321
Panseninhalt (n=2)	<0,2	2,0-3,2	14	0,02-0,03	1,5-1,6	<1-1,2	83
Kommunale und gewerbliche Reststoffe							
Bioabfall	0,3-0,6	7-25	14-21	-	5,5-10	-	88-105
Bioabfall (n=10)	<1-0,4	10-36	16-92	0,7-0,12	6-17	13-91	81-269
Grünschnitt	0,7-2,1	4-9	10-20	-	1-9	70	8
Speisereste, Großküchen n=10)	0,04-0,1	0,5-19	3,7-23	0,03	0,4-7,8	1,2-2,6	27-120
Speiseabfälle (n=2)	<0,2	1,7-2,5	8,7-9,8	0,02-0,09	<1-1,2	<1,3-2,6	47-48

Daten: Untersuchungen des BfL, UBA, NÖ LLWK zitiert in Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz (1993) und Kuhn, E. (1995); Bayer. Institut für Abfallforschung- BIFA (1998); Bayer. Landesamt für Umweltschutz (2003); Wintzer et al (1996), Beko GmbH (1996)

*) Untersuchungen aus BDF-Programm, 1999 Bayer. Landesanstalt für Landwirtschaft (5 %, 95 % Fraktile)

¹⁾ Ergebnisse bezogen auf 30 % OS

7.5.1.2 Organische Verbindungen

Auf Grund der hohen Umweltrelevanz, die die Verbreitung problematischer organischer Verbindungen mit sich bringt, muss ein Austrag nach Möglichkeit vermieden, zumindest aber minimiert werden. Dies sollte beim Substrateinsatz in Biogasprozessen unbedingt berücksichtigt werden.

Mögliche Quellen für organische Verunreinigungen [nach Biogashandbuch Bayern 2004]

- Lösungsmittelhaltige Reiniger für fette Oberflächen
- PCB-haltige Beschichtungen und Dichtungsmassen (Betondichtfugen)
- Landwirtschaftliche Reinigungsmittel
- Agrarchemikalien wie Insektizide und Herbizide, Wachstumsförderer, Medikamente, etc.

Problematische organische Stoffgruppen, die in Substraten zur Biogaserzeugung vorkommen:

- AOX (adsorbierbare Halogenverbindungen)
- PAK (polyaromatische Kohlenwasserstoffe)
- LAS (lineare Alkylbenzosulfonate – Tenside)
- NPE (Nonylphenol und Nonylphenol (1, 2) ethoxylate Tenside)
- BTEX (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol)
- CKW (chlorierte Kohlenwasserstoffe)
- PCB (Polychlorierte Biphenyle)
- PCDD/F (Polychlorierte Dibenzodioxine und -furane)
- Antibiotika

In Tabelle 21 finden sich Konzentrationen von einigen ausgewählten Schadstoffgruppen in Substraten für die Biogaserzeugung.

Tabelle 21 Schadstoffe verschiedener Substrate [Biogashandbuch Bayern]

Ausgangssubstrat	PAK	PCB	PCDD/F	AOX	LAS	NP
	[µg/kg TM]		[ng TE/kg TM]		[mg/kg TM]	[µg/kg TM]
Landwirtschaftliche Einsatzsubstrate						
Rindergülle	83-105	9-30	1-4	10-100		
Schweinegülle	2-125* ¹ ; 61-332	4-14, 20-160	0,4, 1-4	10-170	nn.- 121	n.n.
Reststoffe aus der Industrie						
Filtrationskieselgur (Bier)	850	2,84	0,03			
Schlachthofabfälle						
Flotatfette (n = 3)	8-21* ¹	3-15	0,2-0,75	27-49	23-38	1000
Fettabscheiderinhalt		max. 9,5	0,9-2,1		20-178	900
Kommunale und gewerbliche Reststoffe						
Bioabfall (n=10)	380-6620	max. 82	1,2-6			
Bioabfall				2-25		
Grünschnitt	<0,01	0,04-0,05				
Speiseabfälle (n=2)		< 6	2			

*¹ nur Benzo(a)pyren

Daten: Zethner, G et. al (2002); Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz (2001); Bayer. Landesamt für Umweltschutz (2003); Kuhn, E. (1995); Berset und Holzer (1993); Ferrari, S (1998); Bayer. Institut für Abfallforschung- BIFA (1998);

In der Literatur finden sich nur wenige Daten zum Verhalten unerwünschter organischer Verbindungen im Fermentationsprozess.

7.5.2 *Problematische Inhaltsstoffe und Verunreinigungen im Gärrest*

Da der Gärrest in der Regel wieder auf Böden ausgebracht wird, müssen Schadstoffe wie Schwermetalle und organische Verbindungen unter den vorgeschriebenen Grenzwerten liegen. Wenn der Gärrest nicht ausgebracht werden kann, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage nach derzeitigem Kenntnisstand nicht möglich. (siehe [LEV 2005])

Die im Acker und Grünland auszubringende Restfraktion aus der Biogasfermentation wird nach Ausgangssubstrat entweder als Biogasgülle bzw. Gärrest bezeichnet. [nach Pötsch 2005]

Bezeichnung des Fermentationsrückstandes als Gärrest/-rückstand oder Biogasgülle abhängig von der Stoffgruppenzugehörigkeit des Substrates [Pötsch 2005]:

- Rückstände aus Vergärung von Substraten der Stoffgruppe 1: Biogasgülle:

Stoffgruppe 1: Reststoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben und nachwachsende Rohstoffe: WD, verdorbene Futtermittel/Saatgut, Treber, Fallobst, Pressrückstände, Ernterückstände, Futterreste, Grasschnitt, Nawaros

- Rückstände aus Vergärung von Substraten der Stoffgruppen 2 und 3: Gärrest/-rückstand:

Stoffgruppe 2: Abfälle aus der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie: Treber, Rückstände aus der Brauerei, Käserei, Ölsaarverarbeitung etc.

Stoffgruppe 3: andere biogene Reststoffe: Speisereste aus Großküchen und Gastronomie, Biotonne, Altspisefette, Fettabscheider, TNP etc.

In diesem Bericht werden die Begriffe Gärrest und Biogasgülle synonym gebraucht. Im vorliegenden Bericht wird nur der Begriff Gärrest verwendet.

Da der Gärrest als Dünger ausgebracht wird, gelten die gesetzlichen Normen, Richtlinien und Empfehlungen für die Düngung in Österreich [Pötsch 2005]. Die entsprechende EU-Gesetzgebung ist anzuwenden, sobald sie in österreichisches Recht übergeführt ist.

Gesetzliche Normen, Richtlinien und Empfehlungen für die Düngung in Österreich:

- Wasserrechtsgesetz 1995 (Novellen 1990, 1999, 2001, 2003)
- Trinkwassernitratverordnung 1989
- Grundwasserschwellenwertverordnung 1991

- Aktionsprogramm – Nitratrichtlinie 2003
- ÖKL – Baumerkblätter Nr. 5, 6, 24, 24a, 39, 61, 62, 65 etc.
- Landwirtschaftliche Bodenschutzgesetzte
- Düngemittelgesetz 1994 (Novelle 2001, 2004) und Düngemittelverordnung 1994/2004
- ÖPUL 1998/2000
- Richtlinien für die sachgerechte Düngung BMLFUW 1999, 5. Auflage
- Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärresten im Acker- und Grünland BMLFUW 2001, 1. Auflage, derzeit in Überarbeitung

7.5.2.1 Schwermetalle

Tabelle 22 [Biogashandbuch Bayern] ist ein Überblick über den Schwermetallgehalt von Gärresten unterschiedlicher Biogasanlagen.

Tabelle 22 Schwermetallgehalt von Gärresten

Gärreststand	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Zn
Gärreststand getrennt erfasster Bioabfall (n = 4)	<1-0,33	3,6-22	49-70	0,17	10,6-11,9	26-49	138-179
Gärreststand Bio- und Gewerbeabfall (n = 1)	0,29	21	52,5	0,17	11,8	24,5	179
Gärreststand (n = 5)	0,03-0,74	13,0-22,5	25-806	0,12-0,31	6,8-18,9	12-41	107-243
Gärreststand aus Wirtschaftsdünger, Flotatfetten, Speiseabfällen (n =3)	0,01-0,014	0,39-0,56	1,7-7,4	-	0,24-0,45	0,26-0,49	11-33
Kompostierter Gärreststand aus Bioabfällen (kommunal, gewerblich) und Grüngut (n = 22)	0,5-0,56	12-30	32-122	0,09-0,30	7-21	21-97	73-364

Daten: Bayer. Institut für Abfallforschung- BIFA (1998); Krist, H. et al (2001); Bayer. Landesamt für Umweltschutz (2003); Zethner, G. et al., (2002); Fischer, P. et al., (1997)

Aus Tabelle 22 ist ersichtlich, dass die Gärreste keine problematisch hohen Schwermetallkonzentrationen aufweisen. Nur bei Cu und Zn sind höhere Werte anzutreffen. Erhöhte Cu und Zn Konzentrationen werden auch in anderen Fachpublikationen beschrieben. Grundsätzlich sollte man, auch wenn keine derzeit gültigen Grenzwerte überschritten werden, darauf achten, nur Substrate mit niedrigem Schwermetallgehalt einzusetzen, da sich die Schwermetalle im Boden anreichern. Schwermetalle werden im Boden nicht abgebaut, sondern nur mit dem Sickerwasser und durch das Pflanzenwachstum ausgetragen. Bei der Ausbringung von Gärrest

wird in der Regel mehr an Schwermetallen eingetragen, als ausgetragen, d.h. es kommt zu einer Anreicherung im Boden. [Biogashandbuch Bayern 2004]

7.5.2.2 *Organische Schadstoffe*

Es gibt wenig verfügbare Daten zur organischen Belastung von Gärrest in der Fachliteratur. Hier fehlen vor allem Daten zur Antibiotikabelastung von Gärresten.

2003 wurden vom Umweltbundesamt in Österreich organische Schadstoffe aus abfallrelevanten Biogasanlagen analysiert. [Zethner 2005]

Gemäß Biogas Broschüre – Empfehlungen des Bodenfruchtbarkeitsbeirats 2001 handelt es sich um folgende Substanzen:

- AOX (adsorbierbare Halogenverbindungen)
- PAK (polyaromatische Kohlenwasserstoffe)
- LAS (lineare Alkylbenzosulfonate – Tenside)
- NPE (Nonylphenol und Nonylphenol (1, 2) ethoxylate - Tenside)

Weiters:

- BTEX (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol)
- CKW (chlorierte Kohlenwasserstoffe)

Fallweise Richtwertüberschreitungen finden sich bei NPE, PAK (entspricht Klärschlamm-Werten) und AOX (teilweise deutlich über Klärschlamm-Werten)

7.5.2.3 *Pathogene Keime*

Kofermentation verschlechtert den Hygienestatus von Gärresten. Mehrkosten, die auf Grund von zusätzlichen Hygienisierungsmaßnahmen entstehen, stehen höheren Erlösen durch den höheren Methanertrag und Erlösen durch die Substratannahme entgegen.

7.5.2.4 *Lärm:*

Es sollte in jedem Fall ein Logistikkonzept entwickelt werden, um unnötige Lärmbelastung der Anrainer durch Zu- und Abtransporte zu vermeiden. Bei der Anlagenkonzeption sollte die Vermeidung unnötiger Lärmquellen bzw. die Kapselung derselben eingeplant werden.

8 Logistik

Der Wirkradius einer Biogasanlage hängt von der Art des Rohstoffes und in weiterer Folge von der Größe der Anlage ab. Landwirtschaftliche Anlagen werden aufgrund der betriebseigenen bzw. regionalen Substratverfügbarkeit ausgelegt, womit diese Anlagen einen definierten Wirkradius besitzen. Je nach Art des Substrates bzw. Wahl des Fruchtfolgesystems werden unterschiedlich große Flächen benötigt, was den Radius der Anlage und somit die Transportdistanz ausdehnen kann. Berücksichtigt werden muss ein Flächenbedarf für die Gärrestausbringung bis zum 1,4 fachen der Substratanbaufläche [Kirchmeyer 2005]. Anlagen, die sonstige organische Abfälle vergären, sind im regionalen Umfeld in ihrer Menge beschränkt, der Wirkradius kann durch langfristige Lieferverträge in Grenzen gehalten werden (erhöhte Nachfrage = Wettbewerb).

8.1 Transport

Der Substrattransport erfolgt abhängig von der Art der in der Biogasanlage eingesetzten Rohstoffe. Flüssige Substrate werden mit Vakuumfässern und feste Substrate (TM >15 [%]) mit Zugmaschinen und Anhängern bzw. per LKW geliefert. Gülle wird in vielen Fällen auch durch Rohrleitungen zur Homogenisierung oder zum Fermenter befördert. Abhängig von der Größe der Anlage wird es darauf ankommen, einen eigenen Fuhrpark zu betreiben, oder die Bereitstellung dem Rohstofflieferanten zu überlassen. Bei landwirtschaftlichen Anlagen ist in den meisten Fällen der Betreiber auch einer der Lieferanten. In diesen Fällen geht es dann um eine optimierte Auslastung der Fahrzeuge. Häufig wird auch auf die in der Landwirtschaft organisierte Bereitstellung von Mensch und Maschine (Maschinenring) zurückgegriffen.

Tabelle 10 und Tabelle 11 zeigen zwischen den Liefervarianten „ab Feld“ und „frei Biogasanlage“ einen deutlichen Unterschied, der zum größten Teil in den Transportkosten begründet ist. [Rittler 2003] sieht die Transportkosten für einen zusätzlichen Kilometer bei 2,9 [€/t]. Die Fa. Biowatt-Taufers GenmbH in Südtirol betreibt eine Biogasanlage mit 55 Landwirten (Stand September 2004) als Substratlieferanten und kalkuliert mit Transportkosten in der Höhe zwischen 2 und 2,2 [€/m³/km] bei einer durchschnittlichen Entfernung von 3 [km] bzw. maximalen Entfernung von 6 [km]. Die Ausbringungskosten des Gärrestes wird mit 2,5 [€/m³] angegeben [Niederbacher 2004]. Die Transportdistanz sollte auch ein Kriterium für die Wahl des Substrates sein. Gülle und nachwachsende Rohstoffe können in einem engen Wirkradius langfristig bereitgestellt werden, wobei organische Abfallstoffe, denen aufgrund erhöhter Nachfrage eher kurzfristige Lieferverträge zugrunde liegen, größere Distanzen zurücklegen werden. Die Entscheidung zwischen höheren Gaserträgen und erlösmindernden Transportkosten einerseits, und langfristiger regionaler Lieferung des Substrates andererseits, liegt beim Betreiber. Mit dem Transport von biogenen Rest- und Abfallstoffen hat sich [Leible, et

al 2003] auseinandergesetzt und auch größere Entfernungen untersucht. Die Transportkosten in Tabelle 23 wurden von [Leible, et al 2003] auf Basis einer Vollkostenrechnung abgeleitet. Berücksichtigt wurden die Nutzungsdauer der Geräte und die durchschnittliche Transportgeschwindigkeit. Die Kosten für Be- und Entladen sind beim Vakuumfass berücksichtigt, nicht beim Transport mit Anhängern. Die Angaben zum LKW-Transport beinhalten alle Kosten inkl. der Kosten für das Warten während des Be- und Entladens, für die An- und Abfahrt und die Rüstzeit.

Tabelle 23 Entfernungsabhängige Transportkosten [Leible, et al 2003]

	Transport- entfernung [km]	Kosten [€/Fahrt]	spez. Kosten	
			[€/m ³], [€/t]	[€/m ³ /km], [€/t/km]
Zugmaschine mit Vakuumfass (12m ³)	1	61,4	5,12	5,12
	3	67,1	5,59	1,86
	5	72,7	6,06	1,21
	10	86,9	7,24	0,72
Zugmaschine mit zwei Hängern (je 14t Nutzlast)	1	93,0	3,32	3,32
	3	99,3	3,55	1,18
	5	105,5	3,77	0,75
	10	121,2	4,33	0,43
LKW (25t)	1	127,2	5,09	5,09
	3	131,4	5,26	1,75
	5	135,5	5,42	1,08
	10	145,8	5,83	0,58

8.2 Lagerung

Die Lagerung der Substrate dient dem Ausgleich von Schwankungen der Bereitstellung und Anlieferung. Gelagert werden die Substrate abhängig von der Konsistenz in Fahrsilos, Gruben oder Tanks. Auch die Vorgrube kann als kurzfristiges Lager verwendet werden. Bei landwirtschaftlichen Anlagen sind Lager meist vorhanden und senken somit die Investitionskosten. Gewerbliche Anlagen, die Nawaros vergären, benutzen die Lager der Lieferanten (Landwirte) bzw. wickeln ihre Substrateinkäufe über Genossenschaften als eine Art „Just in time“ - Lieferung ab (die Anlage besitzt lediglich ein Ausgleichslager). Die Größe der Lager ist abhängig vom Substrataufkommen (bei Silierung von Nawaros erhöhter Lagerbedarf), der

Fermenterleistung, den auszugleichenden Lieferzeiträumen und Lieferverträgen bei betriebsfremden Substraten, aber auch mögliche Betriebsstörungen müssen berücksichtigt werden.

Nach [FNR 2004] sind im Weiteren noch folgende Punkte für die Ausführung des Lagers zu berücksichtigen:

- Bei nachwachsenden Rohstoffen, die auf Stilllegungsflächen angebaut wurden, ist eine Denaturierung der Substrate durchzuführen (Hinweis: Stilllegungsprämie).
- Das Einfrieren im Winter von technischen Einrichtungen bei der Lagerung sollte vermieden werden
- Abbauprozesse, die den Gasertrag mindern, sollten vermieden werden
- Vermischung von hygienisch bedenklichen und hygienisch unbedenklichen Substraten muss vermieden werden
- Geruchsentwicklung sollte durch bauliche Maßnahmen minimiert werden (z. B. Halle mit Biofilter)

9 Kennzahlen

Aufgabe der Kennzahlen ist es, eine einfach zu handhabende Bewertungsmethode bereitzustellen, mit der Projekte zur Einspeisung von Biogas in bestehende Erdgasnetze für die jeweiligen Randbedingungen überprüft werden können. Entsprechend dem zugrundeliegenden Systemansatz (siehe Kapitel 1) folgen auch die Kennzahlen in ihrer Definition dem selben Raster. Abbildung 37 zeigt eine Darstellung der Systemstruktur.

Die Systemgrenze ist mit dem regionalen Umfeld definiert. Innerhalb der Systemgrenzen sind als Systemelemente Biogasanlage, Gasaufbereitung und Einspeisung mit den Nebearbeitsschritten Substrataufbereitung und Gärrestaufbereitung als gelbe Felder dargestellt. Die jeweiligen Übertragungsfunktionen sind bei den einzelnen Elementen hinterlegt. Die standortspezifischen Randbedingungen sind durch die orangen Felder wiedergegeben. Entsprechend der im Kapitel 1 durchgeführten Definition der einzelnen Elemente im System ist auch das regionale Gasnetz als Element zu betrachten. Im Rahmen des vorliegenden Bewertungsverfahrens kommt ihm aber eine gewisse Sonderstellung zu, da es in seiner Charakteristik nicht beeinflussbar ist. Diesem Sachverhalt wird in Abbildung 37 durch eine andere Farbgebung Rechnung getragen.

Die Elemente sind miteinander durch den Medienfluss verbunden: Das innerhalb der Systemgrenzen verfügbare (= regional verfügbare) Substrat und ggf. auch externe (= aus der Umgebung über die Systemgrenzen importierte) Substrat wird zur Anlage transportiert. Dabei anfallende Kosten werden berücksichtigt (siehe Kapitel 9.1.6). Nach einer allfälligen Aufbereitung der Substrate vor der Biogasanlage erfolgt die Medienumsetzung in der Biogasanlage, der Gasreinigung und der Einspeiseeinrichtung. Der hierfür notwendige Einsatz von Energie und Medien (z. B. Wasser) wird durch die standortspezifischen Randbedingungen im System berücksichtigt.

Kennzahlen

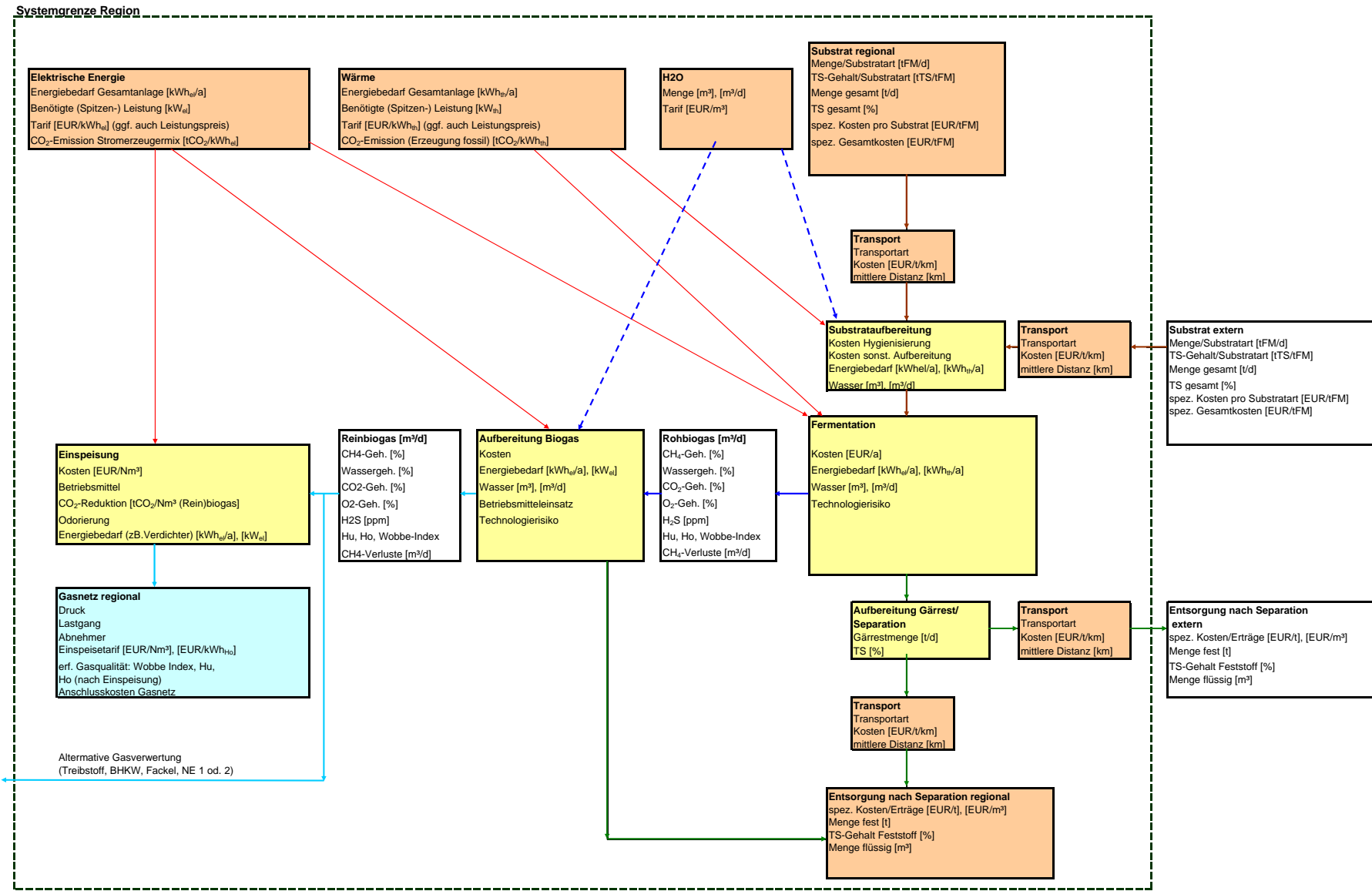


Abbildung 37 Systemstruktur Biogaseinspeisung

Entsprechend diesem Raster werden die Kennzahlen definiert und in den folgenden Kapiteln erläutert:

- Randbedingungen im System:
standortspezifische Kennzahlen
(Sie repräsentieren v. a. die standortspezifischen Kosten und Kapazitäten)
- Übertragungsfunktionen der Systemelemente:
allgemein anwendbare Kennzahlen
(Sie berücksichtigen die Charakteristika der Technologie der Biogaserzeugung und -aufbereitung. Sie sind nicht vom einzelnen Standort abhängig und somit allgemein anwendbar.)
- Beurteilungsverfahren:
Bewertungskennzahlen
(Sie verdichten die technischen und ökonomischen Daten so weit, dass eine schnelle Bewertung möglich wird.)

9.1 Kennzahlen – Standortspezifisch

9.1.1 Substrat regional

- Menge je Substratart [tFM/d], [tTS/d]
TS-Gehalt je Substratart [tTS/tFM]

Die Jahresmenge, umgerechnet auf die Tagesfracht, für jedes verwendete Substrat wird erhoben. Wichtig hierbei ist auch die Feststellung des Trockensubstanzgehaltes, der bei vielen Substraten stark variiert. Bei der Betrachtung von Nawaros kann die Menge auch aus den bekannten Anbauflächen und den für das Substrat spezifischen Hektarerträgen abgeschätzt werden. Diese weisen allerdings eine große Schwankungsbreite auf (z.B. Abhängigkeit des Erntezeitpunktes, vgl. Kapitel 4.2.2.2).

- Menge Gesamt [tFM/d], [tTS/d]
TS-Gehalt [tTS/tFM]

Mit den einzelnen Substratfrachten und den Trockensubstanzgehalten kann die prognostizierte Gesamtmenge/-fracht berechnet werden.

- spez. Kosten je Substratart [€/t]
spez. Erlöse je Substratart [€/t]

Die spezifischen Kosten und Erlöse der einzelnen Substrate bewegen sich innerhalb einer gewissen Bandbreite. Bei diesen Zahlen wird die regionale Beziehung deutlich. Richtwerte werden in Kapitel 4.3 angegeben. Für langfristige Betrachtungen kann bei der Substratverwertung von einem Rückgang der Erlösmöglichkeiten ausgegangen werden. Während sich die landwirtschaftlichen Substrate an die handelsüblichen Preise anlehnen, unterliegen die organischen Abfälle einer enormen Nachfrage, was die Erlösmöglichkeiten beeinflusst. Für Gülle und Festmist aus der eigenen Tierhaltung fallen bei Bedarf lediglich zusätzliche Transportkosten an, da die Infrastruktur besteht und das Substrat nur über die „Veredelung“ Biogasanlage auf das Feld ausgebracht wird.

- Gesamtkosten [€/t], [€/d], [€/a]
Die Gesamtkosten errechnen sich aus der Summe der Substratkosten abzüglich der Summe allfälliger Erlöse.

9.1.2 **Substrat extern**

Für den Substratbezug außerhalb der Systemgrenze werden die gleichen Ausgangsparameter wie unter 9.1.1 beschrieben verwendet:

- Menge/Substratart [tFM/d], [tTS/d]
TS-Gehalt [tTS/tFM]
- Menge Gesamt [tFM/d], [tTS/d]
TS-Gehalt [tTS/tFM]
- spez. Kosten [€/t]
- Gesamtkosten [€/t], [€/d], [€/a]
Die Gesamtkosten errechnen sich aus der Summe der Substratkosten abzüglich der Summe allfälliger Erlöse.

9.1.3 **Entsorgung nach Separation regional**

- Menge Gärrest [m³/d], [m³/a]
- Menge fest [m³/d], [m³/a]
TS-Gehalt [tTS/tFM]

Der feste Teil des Gärrestes kann entweder auf das Feld ausgebracht, oder einer anderen Verwendung (Kompostierung) zugeführt werden.

- Menge flüssig [m^3/d], [m^3/a]
Das Abwasser aus der Vergärung kann unter Beobachtung des Nährstoffeintrages in den Prozess rückgeführt werden. Es dient der Einstellung des gewünschten Trockensubstanzgehaltes. Eine weitere Möglichkeit ist die Einleitung in den Kanal zur Kläranlage (Direkteinleiter od. Indirekteinleiter). Um dem Eintrag von hohen Nährstoffkonzentrationen in die kommunale Kläranlage entgegenzuwirken, kann das Gärrestwasser über eine Ammonium-Luft-Strippung behandelt werden. Das entstehende Ammoniumsulfat ist ein in der Landwirtschaft gebräuchlicher Flüssigdünger und kann zu Erlösen führen. Bei Anlagen mit großem Gülleanteil wird die vergärrte Gülle meist direkt vom Lager bzw. Nachgärfermenter über Schleppschläuche auf das Feld ausgetragen.
- spez. Kosten/Erträge [€/t]
Spezifische Kosten/Erträge sind abhängig der Art des Gärrestes und der weiteren Verwendung oder Verwertung. Kosten für Kompostierung, Trocknung, Verbrennung, Deponierung in Verbindung mit dem Transport sind großen Schwankungsbreiten unterworfen und müssen im Einzelfall erhoben werden. Wie in Kapitel 8.1 beschrieben variieren die Entsorgungskosten mit der Transportart und der Entfernung.

9.1.4 Entsorgung nach Separation extern

Für die Entsorgung der Gärreste außerhalb der Systemgrenze werden die gleichen Parameter wie unter 9.1.3 berücksichtigt:

- Menge fest [m^3/d], [m^3/a]
TS-Gehalt [tTS/tFM]
- Menge flüssig [m^3/d], [m^3/a]
- spez. Kosten/Erträge [€/t]

9.1.5 Gasnetz regional

- Druck [bar]
Minimaler und maximaler Druck (abhängig vom Lastgang)
- Lastgang [Nm^3/h]
Messwerte oder errechnet aus den Normlastprofilen. Bei Verwendung von Normlastprofilen muss die Verbraucherstruktur bekannt sein. Zu berücksichtigen ist weiters, dass die mit Normlastprofilen ermittelten Gasverbräuche in Schwachlastzeiten (Sommermonate) signifikant höher sein können, als die tatsächlichen Verbräuche (siehe Kapitel 3.1.2).
- Abnehmer (Haushalte, Gewerbe, Kunden mit besonderem Bedarf etc.)
Kunden mit besonderem Bedarf können z.B. Energieversorger, Produktionsbetriebe, etc. sein.

- erforderliche Gasqualität des eingespeisten (Rein-)Biogases: Wobbe Index, H_u , H_o (nach Einspeisung), ev. zulässige Gasverunreinigungen (ist Gasqualität nach G31 erforderlich, oder kann geringer aufbereitetes Biogas eingespeist werden, vgl. hierzu [Hornbachner 2005] und G 13 [SVGW 2004])
- Einspeisetarif [€/kWh]

9.1.6 *Transport*

- Kosten [€/t/km], [€/m³/km]
Wie im Kapitel 8.1 erläutert fallen je nach Transportmittel und Distanz unterschiedliche Transportkosten an. Berücksichtigt wurde:
 - Flüssigtransport: Zugmaschine mit Vakuumfass
 - Festtransport: Zugmaschine mit zwei Anhängern oder Lastkraftwagen mit Anhänger und festem Aufbau
- Mittlere Transportdistanz (je Transportgut) [km]
Die angegebenen Richtwerte für die spezifischen Transportkosten (Kapitel 8.1) verändern sich mit der Transportdistanz. In Tabelle 23 wurden Kosten für 1, 3, 5 und 10 [km] berechnet.

9.1.7 *Elektrische Energie*

- Energiebedarf der Gesamtanlage (pro Betrachtungsperiode) [kWh_{el}/a]
Der Energiebedarf kann anhand bestehender Anlagen (mit BHKW-Verstromung) abgeschätzt werden. In der Regel werden in diesen Anlagen zwischen 5 und 20 [%] der erzeugten Strommenge als Eigenstrombedarf für den Anlagenbetrieb verwendet.
- Benötigte (Spitzen-) Leistung [kW_{el}]
Abhängig von der Anschlussleistung der Aggregate (Rührwerke, Pumpen)
- Tarif [€/kWh_{el}] (ggf. auch Leistungspreis)
Da bei der Biogas-Netzeinspeisung nicht von einer Eigenstromerzeugung ausgegangen werden kann, muss elektrische Energie zugekauft werden. (unter 9.3 wird eine Eigenversorgung aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten heraus untersucht.)
- (fossile) CO₂-Emission aus aktuellem Stromerzeugermix [tCO₂/kWh_{el}]
Abhängig von der Art der Erzeugung des elektrischen Stromes der bezogen werden muss, fallen unterschiedliche CO₂-Emissionen an. Für die Berechnung der entsprechenden CO₂-Menge kann der aktuelle Stromerzeugermix (UCTE-Mix) herangezogen werden. [Friesenbichler 2003] errechnete abhängig vom österreichischen Stromerzeugungsmix eine spezifische CO₂-Emission von 0,21 [kg/kWh].

9.1.8 **Wärme**

- Energiebedarf der Gesamtanlage (pro Betrachtungsperiode) [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$]
Der Wärmebedarf von Biogasanlagen ist abhängig von Größe, Geometrie und Isolation des Fermenters.
- Benötigte (Spitzen-) Leistung [kW_{th}]
- Tarif [$\text{€}/\text{kWh}_{\text{th}}$] (ggf. auch Leistungspreis)
(unter 9.3 wird eine Eigenversorgung aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten heraus untersucht.)
- (fossile) CO_2 -Emission abhängig von regionaler/lokaler Erzeugung [$\text{tCO}_2/\text{kWh}_{\text{th}}$]
Die CO_2 -Menge kann mit einer spezifischen CO_2 -Emission von $0,45 \text{ kg}/\text{kWh}_{\text{th}}$ abgeschätzt werden [Friesenbichler 2003].

9.1.9 **H₂O**

- Menge [m^3/d], [m^3/a]
Summe der zusätzlich benötigten Wassermengen für Fermentation, Gasaufbereitung und sonstigen Verbrauch (Brauchwasser).
- Tarif [$\text{€}/\text{m}^3$]
Der entsprechende Tarif wird vom lokalen Wasserversorger, abhängig von der Anschlussleistung festgeschrieben.

9.2 **Allgemein anwendbare Kennzahlen**

9.2.1 **BGA**

- Kosten [$\text{€}/\text{m}^3$], [$\text{€}/\text{a}$]
Tabelle 24 listet die Gestehungskosten für Rohbiogas auf. Inkludiert sind neben den spezifischen Investitionskosten unter Berücksichtigung von Abschreibung und Kapitalkosten auch die spezifischen Betriebskosten (inklusive der Personalkosten). Letztere beinhalten eine obere und untere Kostengrenze abhängig vom Anlagentyp. Zusätzlich sind noch Entsorgungskosten von Betriebsmitteln und Kosten für die Separation zu berücksichtigen.

Tabelle 24 Gesteungskosten für Rohbiogas [Hornbachner 2005]

Anlagengröße [m ³ /h]	Gesteungskosten für Rohbiogas	
	untere Grenze [€/m ³]	obere Grenze [€/m ³]
50	0,23	0,30
100	0,20	0,26
150	0,18	0,24
200	0,17	0,23
400	0,14	0,20
600	0,13	0,18
800	0,12	0,17

- Energiebedarf [kWh_{el}/a], [kW_{el}], [kWh_{th}/a], [kW_{th}]
- Wasser [m³], [m³/d]
Die Menge des für den Prozess benötigten Wassers hängt von der Art des Fermenters und von der Gasaufbereitungstechnologie ab. Wird bei der Nassfermentation keine Gülle für den zu erreichenden Wassergehalt eingesetzt, muss Frischwasser verwendet werden. Die Menge kann über folgende Formel abgeschätzt werden:

$$Menge_{H_2O} = \left(\frac{TS - \text{Gehalt}_{\text{Substrat}}}{TS - \text{Gehalt}_{\text{benötigt}}} - 1 \right) * Menge_{\text{Substrat}} \quad \left[\frac{kg}{d} \right] \text{ bzw. } \left[\frac{l}{d} \right]$$

TS-GehaltSubstrat [gTS/kgFM] bzw. [%]

TS-Gehalt_{benötigt} [gTS/kgFM] bzw. [%]

Menge_{Substrat} [kg/d]

Beispiel:

Eine Biogasanlage wird täglich mit 25 [t] Silomais (35 [%] Trockensubstanz) beansprucht. Es soll durch Verdünnung ein TS-Gehalt von 10 [%] erreicht werden.

$$Menge_{H_2O} = \left(\frac{35}{10} - 1 \right) * 25.000 \approx 62.500 \quad \left[\frac{l}{d} \right]$$

- Technologierisiko [Anzahl der Referenzanlagen dieser Technologie], [Jahre, die diese Technologie am Markt verfügbar ist]

- Rohbiogas [m^3/d], [m^3/h]
Mengen können über die Gasausbeute (Kapitel 4.2) abgeschätzt werden.
Beispiel:
Mit oben getroffenen Annahmen ergibt sich für den Silomais bei einem Anteil an organischer Trockensubstanz von 95 [%] eine Rohbiogasmenge von 5237 [Nm^3] bzw. eine Menge an Methan von 2744 [Nm^3] (bei einem CH_4 -Gehalt von 52,4 [%]).
- CH_4 -Gehalt [Vol.-%]
Bei Nawaros kann der Methangehalt wie im Kapitel 4.2 beschrieben abgeschätzt werden.
- CO_2 -Gehalt [Vol.-%]
- Spurengase:
 - Wassergehalt [Vol.-%]
Abschätzung über Normvolumen (berechnete Gaserträge aus Kapitel 4.2.1), Gastemperatur, Druck
 - O_2 -Gehalt [Vol.-%]
 - H_2S [ppm]
 - Hu, Ho, Wobbe-Index
 - CH_4 -Emissionen [m^3/d]
Die größten Methanemissionen entstehen bei offenen Nachgärbehältern.

9.2.2 **Aufbereitung Substrat**

- Kosten [€/a]
Die Kosten für die Substrataufbereitung für Kofermente sind in Tabelle 24 als Differenz zwischen oberer und unterer Grenze enthalten. (Betriebskosten und Investitionskosten. Berücksichtigung des Personals für die Gesamtanlage. In diesen Kosten sind auch Entsorgungskosten von Betriebsmitteln zu berücksichtigen.)
- Energiebedarf [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$], [kW_{el}], [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$], [kW_{th}]
- Wasser [m^3/a], [m^3/d]

9.2.3 **Aufbereitung Biogas**

- Kosten [€/m³]
(Betriebskosten und Investitionskosten. Berücksichtigung des Personals für die Gesamtanlage. In diesen Kosten sind auch Entsorgungskosten von Betriebsmitteln zu berücksichtigen.)

Tabelle 25 Spezifische Kosten für ausgewählte Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren [nach Hornbachner 2005]

	150 Nm ³ /h			500 Nm ³ /h		
	spezifische Investitionskosten [EUR/m ³]	spezifische Betriebskosten [EUR/m ³]	spezifische Verfahrenskosten [EUR/m ³]	spezifische Investitionskosten [EUR/m ³]	spezifische Betriebskosten [EUR/m ³]	spezifische Verfahrenskosten [EUR/m ³]
Druckwasserwäsche	0,005		0,240	0,002		0,140
Druckwechseladsorption (PSA)	0,004		0,250	0,002		0,140
in situ - Entschwefelung	Investitionskosten unabhängig ca. 4000 gesamt	vernachlässigbar				
Externe biologische Entschwefelung	0,038	0,013	0,017	0,009	0,006	0,006
Adsorption an Eisen(hydr)oxid	0,0008	0,021	0,022	0,0004	0,010	0,011
Aktivkohlereinigung mit Entfeuchtung			0,016			0,013
Aktivkohlereinigung/ Feinreinigung			0,007			0,003
Trocknung durch Kondensation			0,015			0,006
Trocknung mit TEG			0,020			0,009

Weitere Werte über die Investitions- und Betriebskosten finden sich in [Schmack 2003].

- Energiebedarf Reinigungsverfahren [kWh_{el}/Nm³]
Werte zu den einzelnen Verfahren finden sich bei [Schmack 2003], [Hornbachner 2005]. Elektrische Energie wird bei den verschiedenen Aufbereitungsverfahren für folgende Prozessschritte benötigt.
 - In situ Entschwefelung:
Pumpenleistung für Membranpumpe zur Luftförderung bzw. benötigte Kompressorleistung beim Einblasen von Druckluft.
 - Externe biologische Entschwefelung:
Zuzuführende Wärme, die benötigt wird um die Luft, die eingeblasen wird auf 30 [°C] zu erwärmen
Zuzuführende Wärme, um die Temperatur im Biowäscher auf 30 [°C] zu halten (Unterschied Sommer- und Winterbetrieb)
Pumpenleistung zum Fördern der Waschflüssigkeit
 - Adsorption an Eisenoxidpellets:
Fördereinrichtungen: elektrische Leistung für des Bedienen von Klappen und Schiebern, Luftzudosierung

- Aktivkohle:
Kompressorarbeit zur Überwindung der Druckverluste im Aktivkohlefilter.
- Entfeuchtung durch Kühlung:
Kältemaschine: Leistung des Kühlaggregates
- Membranverfahren:
Energiebedarf zur Bereitstellung des benötigten Drucks, Kompressoren
- Entfeuchtung mit Triethylenglykol:
Pumpenleistung zum Fördern des TEG (Zirkulation)
Benötigte Wärme zur Regeneration der Waschlösung
- Energiebedarf Aufbereitung/Methananreicherung [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$]
Alle Verfahren sind Druckverfahren und haben einen erheblichen Energiebedarf zum Aufbau des benötigten Drucks. Energiekosten sind abhängig von der jeweiligen Druckhöhe für die unterschiedlichen Verfahren.
Strombedarf je [Nm^3] aufbereitetes Produktgas: [Schulz 2004] zitiert Persson-Studie.
(Qualität der Werte: geringe Stichprobenzahl, keine Berücksichtigung der Anlagengröße):
 - PSA: 0,5 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$] (laut Herstellerangaben: 0,35 – 0,4 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$])
 - Druckwasserwäsche: mit Regeneration: 0,3 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$]
ohne Regeneration: 0,36 – 0,6 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$]
 - Selexolverfahren: 0,4 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$]
 - Aminwäsche: für die chemische Wäsche sollte der Wert bei 0,15 [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$] liegen
 - Werte aus diversen Herstellerangeboten
 - Druckwasserwäsche: 480.000 [kWh/a] (8.000 [h]) elektrisch (125 [Nm^3/h] Produktgas)
 - PSA: 360.000 [kWh/a] bei 45 [kW] und 8.000 [h] elektrisch (130 [Nm^3/h] Produktgas)
- Wasserverbrauch [m^3/a]
Eine wichtige Kennzahl ist der Wasserverbrauch pro m^3 aufbereitetem Biogas.
Hängt vom Verfahren und von der verwendeten Kühlung von Gas, Verdichtern und Absorptionsmitteln ab. [Schulz 2004]
PSA, Selexolverfahren und chemische Wäsche: wenig Wasserbedarf
Druckwasserwäsche mit Regenerierung: 1 bis 3 [m^3/h] [Schulz 2004]
Druckwasserwäsche ohne Regenerierung: 30 [m^3/h] [Schulz 2004]
Druckwasserwäsche: kontinuierliche Versorgung mit Ergänzungswasser: 200 – 500 [l/h] (bei 200 [l/h] ergibt das 1600 [m^3/a], bei 500 [l/h] 4000 [m^3/a]) [Herstellerangabe]
Selexol: für 100 – 400 [m^3/h] Rohgasverarbeitung: 2 bis 8 [m^3/h] Kühlwasserbedarf
Ein hoher Wasserverbrauch bewirkt in der Regel auch hohe Abwassermengen, die in die Kläranlage entsorgt werden müssen.

- Betriebsmittel
Betriebsmittel sind z.B. Adsorptionsmassen (Aktivkohle, Eisenoxidpellets), Waschlösungen (Amine, Glykol, etc.)
Kosten für den Einkauf der jeweils benötigten Mengen
Gibt es die Möglichkeit der Regeneration? Wie viele Zyklen sind möglich?
Entsorgungskosten in Abhängigkeit vom Einsatzstoff
- Technologierisiko [Anzahl der Anlagen]
Die Bewertung des Technologierisikos sollte folgende Fragestellungen beinhalten:
 - Wie viele Anlagen wurden bis jetzt errichtet?
 - Sind Betriebsstörungen bekannt? (Störanfälligkeit, Betriebsstillstände)
 - Sind die Rahmenbedingungen, wie z.B. gesetzliche Vorschriften in Bezug auf die zu erreichenden Grenzwerte vergleichbar?
 - Werden die vorgegebenen Grenzwerte immer erreicht?
 - Wie reagiert das eingesetzte Verfahren auf Konzentrationsschwankungen.
- Reinbiogas [m³/d]
- CH₄-Gehalt [Vol.-%]
- CO₂-Gehalt [Vol.-%]
- Spurengase:
 - Wassergehalt [Vol.-%]
Abschätzung über Normvolumen (berechnete Gaserträge aus Kapitel 4.2.1), Gastemperatur, Druck
 - O₂-Gehalt [Vol.-%]
 - H₂S [ppm]
- Hu, Ho, Wobbe-Index
- CH₄-Verluste [% Rohgasmenge_{CH₄}]

9.2.4 **Einspeisung/Anschluss an das Gasnetz**

- Kosten [€/a] [€/Nm³]
(Betriebskosten, Investitionskosten)
Investitionskosten für die Odorierung können z.B. mit 10.000 [€] (bei 100 [m³/h]) bzw. 30.000 [€] (bei 1000 [m³/h]) angenommen werden [Hornbachner 2005].
- Betriebsmittel für Odorierung [€/a]

- Energiebedarf (z.B. Verdichter) [kWh_e/a], [kW_e]

Abbildung 38 zeigt den spezifischen Energiebedarf für die Verdichtung von Rohbiogas bei 1 [bar] und 20 [°C] auf verschiedene Betriebsdrücke. Der Berechnung liegt ein Gasmisch aus 60 [Vol.-% CH_4], 33 [Vol.-% CO_2], 5 [Vol.-% H_2O] und 2 [Vol.-% N_2] zugrunde.

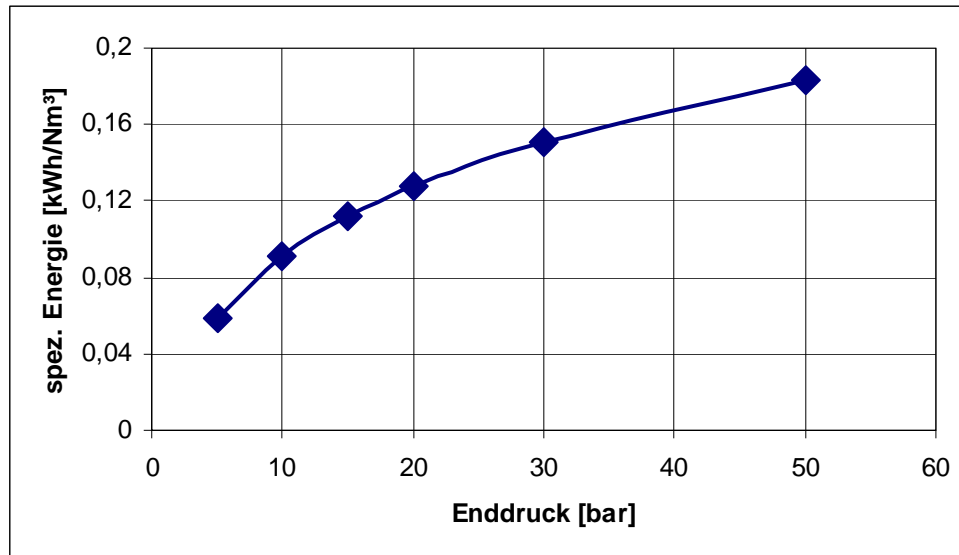


Abbildung 38 Spezifischer Energiebedarf für die Verdichtung von Gas

- CO_2 -Reduktion (fossil) auf Basis CH_4 -Einspeisung [$\text{kgCO}_2/\text{Nm}^3(\text{Rein})\text{biogas}$]
Für 1 [Nm^3] substituiertes Erdgas (CH_4) kann eine CO_2 -Einsparung von 1,963 [kg] angenommen werden.

9.3 Bewertungskennzahlen

9.3.1 Deckungsgrad Gärrest

$$\text{Deckungsgrad Gärrest} = \frac{\text{Entsorgungskapazität}}{\text{Gärrestmenge}} [-]$$

Mit dieser Kennzahl wird bewertet, ob der anfallende Gärrest innerhalb der Systemgrenze (= regionales Umfeld) entsorgt werden kann. Ist der Deckungsgrad > 1 , kann der gesamte anfallende Gärrest lokal untergebracht werden. Die Definition erfolgt sinnvollerweise auf jährlicher Basis. Dabei ist der Nährstoffgehalt (vor allem Stickstoff) und ggf. der Trockensubstanzgehalt des Gärrestes zu berücksichtigen.

9.3.2 Deckungsgrad Gasnetz

(Hierbei werden verschiedene Zeithorizonte berücksichtigt.)

$$\text{Deckungsgrad Gasnetz} = \frac{\text{Mindesteinspeisemenge}}{\text{Reinbiogasmenge}} [-]$$

Die Mindesteinspeisemenge ist die Reinbiogasmenge, die im Schwachlastpunkt des Gasnetzes, zumeist Sommerbetrieb, eingespeist werden kann. Ist der Dauerdeckungsgrad > 1 , kann die gesamte Reinbiogasmenge ohne zeitliche Einschränkungen in das Netz eingespeist werden. Die erforderliche Gasqualität im Netz und der niedrigste momentane Gasverbrauch während des Jahres legen die Mindesteinspeisemenge fest. Die Mindesteinspeisemenge muss kleiner sein als die Mindestgasmenge im Netz, solange das eingespeiste Biogas nicht auf Erdgasqualität aufbereitet wird.

Je nachdem, ob bzw. welche Mischgasqualitäten im Gasnetz zugelassen werden, kann die jeweils einspeisbare relative Menge x nach folgender Beziehung (formuliert für den Brennwert des Gasmisches) berechnet werden (siehe [Hornbachner 2005]):

$$x = \frac{\text{Menge}_{\text{Reinbiogas}}}{\text{Menge}_{G31}} [-]$$

$$x = \frac{\text{Brennwert}_{G31} - \text{Brennwert}_{\text{Mischgas}}}{\text{Brennwert}_{G31} - \text{Brennwert}_{\text{Reinbiogas}}} [-]$$

x	Anteil des eingespeisten Reinbiogases
Menge _{Reinbiogas}	Erzeugte Reinbiogasmenge [m ³ /h]
Menge _{G 31}	Erdgasmenge im Gasnetz (entspricht den Qualitätsanforderungen nach G 31)
Brennwert _{G 31}	Brennwert nach G 31 [kWh/Nm ³]
Brennwert _{Mischgas}	Brennwert des Mischgases [kWh/Nm ³]
Brennwert _{Reinbiogas}	Brennwert des Reinbiogases [kWh/Nm ³]

Die Mindesteinspeisemenge ergibt sich dann aus der Multiplikation von x mit der Mindestgasmenge im Netz. Die Mindesteinspeisemenge kann völlig analog für alle anderen Gaseigenschaften und Gaskomponenten formuliert werden (z.B. Gasfeuchte in [Vol.-%]). Auf diese Weise wird implizit eine Massenbilanzierung einzelner Gaskomponenten durchgeführt.

$$\text{Periodendeckungsgrad Gasnetz} = \frac{\text{Netzaufnahmekapazität}}{8760} \quad [-]$$

Netzaufnahmekapazität:..... Stunden, in denen Reinbiogasmenge vom Netz aufgenommen werden kann.

Abhängig von der Reinbiogasqualität und dem Lastgang des Gasnetzes kann nur über einen Teil des Jahres die gesamte Biogasmenge eingespeist werden, wenn der Dauerdeckungsgrad Gasnetz < 1 ist. Der Periodendeckungsgrad gibt die Zeitspanne an, in der eine alternative Verwendung des Biogases erfolgen muss, oder in der die Leistung der BGA gedrosselt werden muss.

Der Deckungsgrad kann auch auf Basis von Momentanwerten ermittelt werden. In Fällen in denen der Dauerdeckungsgrad > 1 ist, ergeben sich für die Momentandeckungsgrade immer Zahlenwerte > 1. Gibt es Perioden, in denen nicht die gesamte Reinbiogasmenge vom Gasnetz absorbiert werden kann, sind in diesen Zeiträumen die Momentandeckungsgrade < 1. Diese Sachverhalte sind in Abbildung 39 dargestellt.

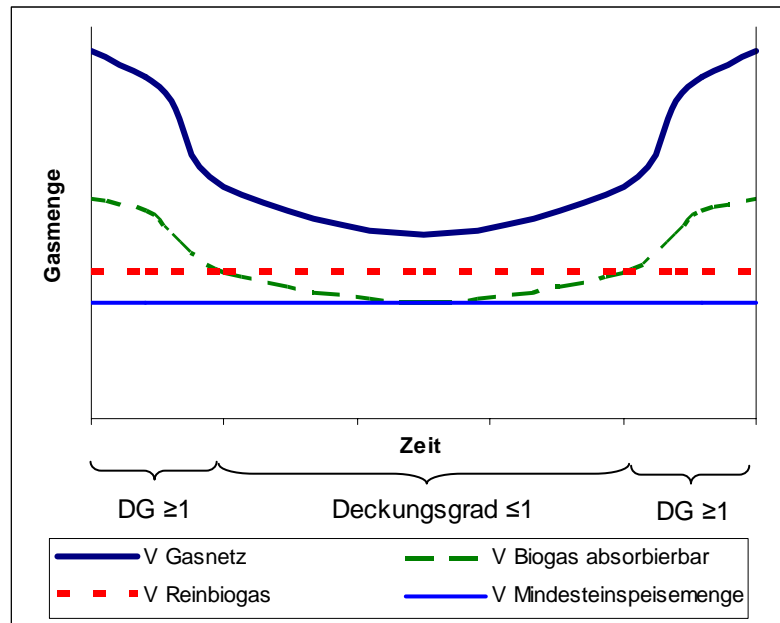


Abbildung 39 Darstellung Lastgang Gasnetz-Mindesteinspeisemenge-Deckungsgrad (Momentanwerte)

9.3.3 Deckungsgrad Substrat

$$Deckungsgrad\ Substrat = \frac{\text{vorhandenes Substrat}}{\text{benötigtes Substrat}} [-]$$

Mit dieser Kennzahl wird bewertet, ob das für den Betrieb der Anlage benötigte Substrat innerhalb der Systemgrenze (= regionales Umfeld) bereitgestellt werden kann. Ist der Deckungsgrad > 1 , kann das gesamte benötigte Substrat lokal bereitgestellt werden. Die Definition erfolgt sinnvollerweise auf jährlicher Basis.

9.3.4 Substratrisko

$$Substratrisko = \frac{\text{Summe der Einzelnoten}}{\text{Summe der Bewertungskriterien}} [-]$$

Mit dieser Kennzahl wird der qualitative Einfluss von Substraten auf Prozessführung, Rohgaszusammensetzung und Gärrest bewertet. Sie muss folgende Aspekte beinhalten (qualitativ):

- Prozessbeeinflussung (z. B. schimmelige Maissilage)

- Einfluss auf Gasqualität (z. B. hohe H₂S-Werte bei hohem Proteingehalt etc.)
- Verunreinigungen des Gärrests (z. B. durch Schwermetalle)
- C-N-P-S – Verhältnis

Um der Verschiedenartigkeit dieser qualitativen Beurteilungen gerecht zu werden, werden jeweils Schulnoten (1 für "sehr gut", 5 für "nicht genügend") vergeben. Aus allen Benotungen wird dann der Mittelwert gebildet.

9.3.5 Entsorgungsrisiko

$$\text{Entsorgungsrisiko} = \frac{\text{Anzahl der Jahre mit gesicherter Entsorgung}}{\text{Lebensdauer der Anlage}} \quad [-]$$

Diese Kennzahl bewertet, ob eine geeignete Entsorgung des Gärrests gesichert ist. Alternativ zur Lebensdauer der Anlage kann auch die Amortisationszeit im Nenner berücksichtigt werden.

9.3.6 Gesamterlöse

$$\text{Gesamterlöse} = \sum \text{Einzelerlöse} \quad \left[\frac{\text{€}}{a} \right]$$

Einzelerlöse..... Erlöse aus Biogasverkauf, Substratannahme, Düngererlöse

Erlöse ergeben sich bei Betrieb der Anlage v. a. aus dem Verkauf von Biogas. Sonstige Erlöse können beispielsweise aus Verkauf des Gärrests oder aus Erlösen für Substratverwertung, wie z. B. Biotonne realisiert werden.

9.3.7 Personalkosten

- Personalkosten der Gesamtanlage [€/a]
Der Personaleinsatz wird sinnvollerweise der Gesamtanlage, und nicht den einzelnen Teilanlagen zugeordnet. Bei den Werten für die Biogasgestehungskosten sind sie inkludiert (Tabelle 24). Auf Konsistenz der Daten ist zu achten.

9.3.8 *Förderung*

- Förderungen [€/a]
Förderungen für Errichtung und Betrieb der Anlage werden auf jährlicher Basis berücksichtigt.

9.3.9 *Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten} = \sum \text{Einzelkosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$$

Einzelkosten (Betrieb, Personal, Investition) [€/a]

Die Gesamtkosten werden auf jährlicher Basis ermittelt.

9.3.10 *Wirtschaftlichkeit*

$$\text{Wirtschaftlichkeit} = \frac{\text{Gesamterlöse} + \text{Förderungen}}{\text{Gesamtkosten}} [-]$$

Mit dieser Wirtschaftlichkeitskennzahl wird eine allgemeine Information gewonnen. Ist der Wert >1 ist ein wirtschaftlicher Betrieb zu erwarten. Es lohnt sich eine detaillierte Investitionsanalyse.

9.3.11 *Standortgüte*

$$\text{Standortgüte} = \frac{\sum \text{Einzelnoten}}{\sum \text{Bewertungskriterien}} [-]$$

Diese Kennzahl zielt auf subjektive Eindrücke der BewohnerInnen im Umfeld der Anlage und auf deren Einstellungen zur Biogaserzeugung im Allgemeinen und der betrachteten Anlage im Besonderen ab. Dabei müssen z. B. folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Nachbarn der Anlage (welche haben einen Nutzen, welche haben keinen Nutzen)
- eingesetzte Substrate
- Anlagengröße
- Substratlogistik

- einschlägige Erfahrungen der Nachbarn
- Substrate regional oder "importiert"

Diese Liste kann je nach den speziellen Erfordernissen noch beliebig ergänzt werden.

Um der Subjektivität dieser Beurteilungen gerecht zu werden, werden jeweils Schulnoten (1 für "sehr gut", 5 für "nicht genügend") vergeben. Aus allen Benotungen wird dann der Mittelwert gebildet.

9.3.12 Grenztarif

$$\text{Grenztarif} = \frac{\text{Gesamtkosten} - \text{sonstige Erlöse} - \text{Förderungen}}{\text{kWh}_{\text{CH}_4} \text{ eingespeist}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Ab dem so ermittelten Grenztarif für die Reinbiogaseinspeisung kann ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage geführt werden. "Sonstige Erlöse" ergeben sich z. B. aus Verkaufserlösen des Gärrests oder aus Erlösen für Substratverwertung, wie z. B. Biotonne. Der Tarif ist auf den Brennwert H_0 bezogen. Alternativ kann auch auf die eingespeiste Biogasmenge $[\text{Nm}^3/\text{h}]$ bezogen werden.

9.3.13 Grenzkosten für BHKW-Betrieb (zur Eigenversorgung)

$$\text{Grenzkosten}_{\text{BHKW}} = K_{el} + K_{th} + \text{Stromerlöse}_{\text{BHKW}} + \text{Wärmeerlöse}_{\text{BHKW}} - \frac{W_{el} + W_{th}}{\eta_{\text{BHKW}}} \cdot \text{Einspeisetarif} \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$$

- K_{el} Kosten für elektrische Energie [€]
 K_{th} Kosten für thermische Energie [€]
 W_{el} erzeugte elektrische Energie [kWh]
 W_{th} erzeugte thermische Energie [kWh]
 η_{BHKW} Wirkungsgrad des BHKW [-]

Für Strom und Wärme, jeweils die Jahresmengen, sind die jeweiligen Tarife anzusetzen. Der Brennstoffausnutzungsgrad η_{BHKW} des BHKW berücksichtigt die KWK-Erzeugung im BHKW. Der Einspeisetarif [€/kWh] wird für die Lieferung des Reinbiogases in das Gasnetz erlöst. Wichtig ist, dass Einspeisetarif und Brennstoffausnutzungsgrad auf den selben Heizwert bezogen sind!

Die Grenzkosten geben an, wie viel die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten (jeweils bezogen auf ein Jahr) des BHKWs betragen dürfen, um einen kostendeckenden Betrieb zu garantieren.

9.3.14 Grenzkosten für Heizkessel (Wärmeenergie)

$$Grenzkosten_{\text{Heizkessel}} = K_{th} + \text{Wärmeerlöse} - \frac{W_{th}}{\eta_{\text{Kessel}}} \cdot \text{Einspeisetarif} \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$$

Für die Jahresmenge der Wärme ist der Wärmetarife anzusetzen. Der Kesselwirkungsgrad η_{Kessel} des Heizkessels berücksichtigt die Verluste bei der Wärmeerzeugung. Der Einspeisetarif [€/kWh] wird für die Lieferung des Reinbiogases in das Gasnetz erlöst. Wichtig ist, dass Einspeisetarif und Kesselwirkungsgrad auf den selben Heizwert bezogen sind!

Die Grenzkosten geben an, wie viel die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten (jeweils bezogen auf ein Jahr) des Heizkessels betragen dürfen, um einen kostendeckenden Betrieb zu garantieren.

10 Allgemeine Aussagen

In Verallgemeinerung der in den Arbeitspaketen 1 ("Erarbeitung der technischen Randbedingungen") und 2 ("Erarbeitung des Beurteilungsverfahrens") erhobenen und dokumentierten technischen Zusammenhänge und Daten lässt sich folgendes Bild für die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze zeichnen:

1. Der Lastgang in typischen Gasnetzen der Netzebene 3 mit einem Druckniveau < 6 [bar] ist gekennzeichnet durch einen dramatischen Abfall des Gasverbrauches in den Sommermonaten. Der mittlere Gasverbrauch liegt in dieser Zeitspanne in etwa bei einem Zehntel der durchschnittlichen Gasmenge, die in den Wintermonaten bezogen wird. Dieser Rückgang im Verbrauch ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das in dieser Netzebene verteilte Gas vor allem für Heizungszwecke eingesetzt wird. Große gewerbliche oder industrielle Verbraucher, die das Gas hauptsächlich für Prozesszwecke verwenden, werden von Netzebene 2 aus versorgt, in der die für größere Gasmengen nötigen höheren Drücke bereitgestellt werden können. Die typische Verbraucherstruktur in Netzebene 3 ist von Ein- und Mehrfamilienhäusern dominiert.
2. Die Rohbiogaslieferrung einer Biogasanlage ist nicht nur in ihrer Gasqualität abhängig von den eingesetzten Substraten, sondern vor allem auch hinsichtlich der erzeugten Gasmenge. Die typische Liefercharakteristik einer Biogasanlage, die mit einem gleich bleibenden Substrat bzw. Substratgemisch betrieben wird, ist gekennzeichnet durch eine konstante Gasmenge bei annähernd gleich bleibender Gaszusammensetzung. Das ist alleine schon eine Folge der biologischen Prozesse im Fermenter, die aus Gründen der Prozessstabilität keine starken Lastgradienten erlauben.
3. Die Reinigung und Aufbereitung von Rohbiogas kann mit vertretbarem technischen Aufwand nur soweit erfolgen, dass die Anforderungen der ÖVGW-Richtlinie G31 knapp erreicht werden. Vor allem hinsichtlich des geforderten Heizwertes ist mit den derzeit eingesetzten Verfahren der Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption davon auszugehen, dass dieser ohne Beimischung von Propan nicht konstant garantiert werden kann. [Hornbachner 2005]
4. Aus wirtschaftlichen Gründen ist von einer Anlagengröße auszugehen, mit der zumindest 300 [Nm³/h] Rohbiogas erzeugt werden können, da ansonsten die spezifischen Reinigungs- und Aufbereitungskosten zu hoch werden. [Hornbachner 2005] errechnet die untere Grenze für einen wirtschaftlichen Betrieb mit ca. 500 [Nm³/h].

Aus 1. und 2. folgt, dass der Lastgang eines Gasnetzes der Netzebene 3 und die Liefercharakteristik einer Biogasanlage qualitativ (in ihrer Form) nicht übereinstimmen. Eine Einspeisung von gereinigtem und aufbereitetem Biogas ist demnach maximal nur bis zur

Mindestabnahmemenge eines Gasnetzes, die im Sommer vorliegt, möglich. Dies gilt für ein auf die Qualitätsanforderungen der G31 aufbereitetes Biogas. Diese sind aber gemäß 3. schwer konstant zu erfüllen.

Das bedeutet in weiterer Folge, dass eine Biogaseinspeisung in bestehende Gasnetze nur ein Zehntel des mittleren Winterbedarfes eines Netzes decken kann.

Aus 4. folgt, dass nur große Biogasanlagen die Chance auf einen wirtschaftlichen Betrieb unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen haben. Das widerspricht aber Punkt 1, zumindest in der Schwachlastzeit (=Sommermonate). Kleine ländliche Gasnetze kommen demnach für eine Biogaseinspeisung nicht in Frage. Aber auch größere Netze (z. B. von Bezirkshauptstädten) sind aus diesem Gesichtspunkt für eine Einspeisung zu klein.

Das bedeutet, dass eine realistische Chance für eine Einspeisung von Biogas vor allem in Netzebene 2 besteht. Dem Nachteil des höheren Betriebsdrucks, steht ein konstant höherer Gasverbrauch gegenüber. Vorteilhaft ist in diesem Zusammenhang, wenn ein Großverbraucher als Fixabnehmer für das eingespeiste Gas zur Verfügung steht. Das in Netzebene 2 maximal mögliche Druckniveau von 70 [bar] stellt für die Biogaseinspeisung zwar eine große Kostenbelastung dar, andererseits werden aber neue Netzbereiche der Netzebene 2 bereits mit PE-Leitungen ausgeführt, wodurch das dort mögliche maximale Druckniveau auf 10 [bar] begrenzt ist. Das wiederum ist als eine positive Rahmenbedingung für die Biogaseinspeisung zu werten.

Um dem in Punkt 3 beschriebenen Sachverhalt Rechnung zu tragen, sollten die Qualitätsanforderungen an das eingespeiste Biogas nicht gemäß derzeitiger Rechtslage für den Einspeisepunkt vorgeschrieben werden, sondern beim Verbraucher (vgl. hierzu [Hornbacher 2005]). Die dadurch mögliche Mischgasbildung gibt einer Einspeisung von (gereinigtem und ggf. teilaufbereitetem) Biogas eine ehrliche Chance.

11 Beitrag zu den Zielen der "Energiesysteme der Zukunft"

11.1 Ziele

Das Hauptziel der Programmlinie "Energiesysteme der Zukunft" kann mit der Unterstützung für ein nachhaltiges Energiesystem kurz zusammengefasst werden. Dabei kommt dem verstärkten Einsatz regenerativer Energieträger eine entscheidende Bedeutung zu. Die Verwendung von Biogas ist hierfür eine wichtige Option.

Der im Rahmen des vorliegenden Projektes untersuchte Prozess der Netzeinspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze wird mehreren, im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ formulierten Anforderungen gerecht:

- Durch die Einspeisung von Biogas wird der benötigte fossile Erdgasanteil reduziert. Somit wird die Nutzung beider Energieträger längerfristig optimiert. Die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze hat darüber hinaus den Vorteil, dass die Orte der (dezentralen) Erzeugung und des Verbrauches räumlich getrennt sein können. Dadurch besteht die Möglichkeit für einen noch größeren Einsatz regenerativer Energien, da die Umwandlung in Nutzenergie mit einem höheren Wirkungsgrad und den jeweiligen Bedürfnissen entsprechend direkt bei den Verbrauchern erfolgen kann.
- Das Bewertungsverfahren berücksichtigt für die Produktion von Biogas regional/lokal verfügbare Substrate. Somit wird die bereitgestellte Energie rein durch die Verwendung erneuerbarer Energieträger erzeugt. Dem Prinzip der Nachhaltigkeit und der dezentralen Versorgung wird damit direkt entsprochen.
- Bei einer Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze ist der Anteil der Wertschöpfung in der Region durch die Beteiligung von potentiellen Substratlieferanten (Landwirte), oder sogar durch deren Zusammenschlüsse zum Beispiel als Betreiberkonsortium sehr hoch.
- Der Einsatz von Biogas reduziert treibhausrelevante Emissionen und vermindert auch negative Umweltauswirkungen.
- Die Biogaseinspeisung bildet ein individuelles und dezentral arbeitendes Energiesystem, dass sich durch Anpassungsfähigkeit und regionales Einbindungspotential auszeichnet (verschiedene Substrate, Standorte, Verfahren etc.).
- Das erarbeitete Beurteilungsverfahren erlaubt, die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze für beliebige Standorte zu bewerten. Es ist demnach systemfähig.

Bezugnehmend auf die sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung, die für die Programmlinie "Energiesysteme der Zukunft" formuliert sind, gilt folgende Zuordnung:

1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Die Ergebnisse dieses Projektes bilden die Grundlage für eine transparente Tarifgestaltung. Kunden können durch den preisgerechten Bezug von Biogas ihren Anteil an erneuerbarer Energie erhöhen, ohne eigene Investitionen zu tätigen, sobald Biogas (analog Ökostrom) in ausreichender Menge im Gasnetz verfügbar ist. Durch die Einspeisung von Biogas erhalten erstmals Kunden, die an ein konventionelles Gasnetz angeschlossen sind, die Möglichkeit zum Umstieg auf regenerative Energieträger. Das im Rahmen des vorliegenden Projekts erarbeitete Bewertungsverfahren hilft bei der Realisierung von technisch und wirtschaftlich tragfähigen Biogaseinspeiseprojekten.

2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Im Rahmen dieses Projektes werden vorwiegend nachwachsende Rohstoffe mit Bezug zum regionalen Umfeld eines möglichen Standortes herangezogen. Durch die Einspeisung des Biogases in das Gasnetz wird des weiteren der Verbrauch an fossilem Erdgas reduziert.

3. Effizienzprinzip

Durch das System der Einspeisung von Biogas entfallen Komponenten zur Stromerzeugung oder Wärmeübertragung. Wärme kann mittels des Energieträgers Biogas z. B. dort erzeugt werden, wo sie auch benötigt wird. Des weiteren können aus den Ergebnissen effiziente Betriebsweisen von Einspeiseanlagen abgeleitet werden.

4. Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit

Durch die Biogaseinspeisung werden vor allem Abnehmer, die bislang auf Erdgas angewiesen waren, die Möglichkeit haben, erneuerbare Ressourcen zu nutzen.

5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Eine Systemintegration einer Biogasanlage kann in vielerlei Hinsicht funktionieren. Ein modularer Aufbau ermöglicht den Komponententausch durch neue Technologien. Tatsachen, die im entwickelten Bewertungsverfahren berücksichtigt werden. Durch die Verwendung systemtechnischer Betrachtungsweisen wird die gesamte Umwandlungskette vom Substrat über das Biogas bis hin zur Einspeisung mit all ihren technologischen Erfordernissen (z. B. Reinigung und Aufbereitung) berücksichtigt.

6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Die Einspeisung von Biogas benötigt eine einwandfreie Qualitätssicherung um die Funktionstüchtigkeit des Gasnetzes zu gewährleisten. Der Einsatz von solchen Technologien wird in das Bewertungsverfahren mit einbezogen.

7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Durch das große Potential an Biogasproduktion kann sinnvolle Arbeit geschaffen und auch ein Beitrag zu einer umweltverträglicheren Nutzung der Ressourcen geleistet werden.

11.2 Zielgruppen für die Projektergebnisse

Hauptzielgruppen für die Projektergebnisse sind Gasnetzbetreiber, Forschungsinstitutionen, sowie Engineeringunternehmen und Anlagenplaner. Von all diesen Zielgruppen waren VertreterInnen in das Projektteam integriert.

Der wesentliche potenzielle Nutzen für die Zielgruppen kann kurz folgendermaßen umrissen werden:

Gasnetzbetreiber, Gasvertrieb:

Dem Gasnetzbetreiber ermöglicht dieses Projekt die Entwicklung von Qualitätsstandards. Für den Gasvertrieb ergibt sich daraus die Möglichkeit für die Generierung von Tarifmodellen, die auch die regionalen/lokalen Gegebenheiten mitberücksichtigen.

Engineeringunternehmen, Anlagenplaner:

Erhalten ein weiteres Betätigungsfeld und Informationen zur Technologie einzelner Komponenten einer Einspeiseanlage und der Gasnetzcharakteristik.

Forschungsinstitution:

Praktische Umsetzung wissenschaftlicher Arbeiten.

11.3 Potenziale im Zusammenhang mit der Projektumsetzung

11.3.1 regionale Effekte

Durch die Nutzung regionaler/lokaler Ressourcen an regenerativen Energieträgern wird die regionale Wirtschaft gestärkt.

Die regionale Energiebilanz in Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energien wird verbessert.

Arbeitsplätze entstehen durch den Bau/Betrieb solcher Anlagen im Bereich Wartung, Betrieb, „Substratlogistik“, etc.

11.3.2 Initiierung marktfähiger Technologieentwicklungen

Die Einspeisung von Biogas kann als eigenständige marktfähige Technologieentwicklung unter Verwendung von bestehenden Komponenten gesehen werden.

Durch die Umsetzung der Projektergebnisse können des weiteren einzelne Prozesstechnologien weiterentwickelt werden (Gasaufbereitung, Fermentation, Lastregelung, Qualitätssicherung, etc.).

11.3.3 Weitere Potenziale

- **Marktpotenzial:**
Die wichtigste Grundlage für die Weiterführung dieses Projektes bildet die Verfügbarkeit an regenerativen Energiequellen (Substrate), deren Potential in Österreich vorhanden ist. Des Weiteren muss nicht auf einen vorhandenen kontinuierlichen Wärmeabnehmer Rücksicht genommen werden, was außerdem das Marktpotential von Biogasanlagen für die Einspeisung erhöht.
Das Bewertungsverfahren ist so ausgerichtet, dass es an beliebigen Standorten angewendet werden kann.
- **Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotenzial:**
Das Verbreitungs- und Umsetzungspotential für Biogaseinspeisung hängt neben der Gasnetzstruktur, Substraten etc. auch von den rechtlichen Bedingungen ab. Durch die Bewertung der jeweiligen Situation mittels Kennzahlen können tragfähige Ansätze für die Wirtschaftlichkeit und die Tarifgestaltung gefunden werden.

11.4 Verwertung der Ergebnisse

Neben vorliegendem Endbericht, der direkt an interessierte Institutionen und Unternehmen weitergegeben werden kann, werden die Projektergebnisse im Rahmen eines Workshops als Grundlage für eine breite Diskussion von Fachleuten aus den Bereichen GVUs, öffentliche Institutionen, Anlagenbau, Landwirtschaft usw. präsentiert. Die Abhaltung dieses Workshops ist, nach Approbation des Endberichtes, im Juni 2005 geplant.

Weiters ist geplant, das erarbeitete Kennzahlensystem und die weiteren Ergebnisse für einen Projektantrag im Rahmen einer weiteren Ausschreibung dieser Programmlinie mit Blickrichtung Demonstrationsanlage zu verwenden.

12 Schlussfolgerungen

Die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze ist eine Option für eine verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger in unserem Energiesystem. Dadurch, dass auf die Erzeugung elektrischer Energie in einem BHKW in der Anlage verzichtet wird, kann somit auch ohne einen Abnehmer für die bei der Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Wärme, eine hohe Ausnutzung der Brennstoffenergie gewährleistet werden. Das in das Gasnetz eingespeiste Biogas wird jeweils nur für den tatsächlichen Nutzenergiebedarf eingesetzt.

Der Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze stehen demgegenüber zahlreiche rechtliche und regulatorische Hindernisse entgegen. Diese Aspekte wurden im Projekt Nr. 807712 "Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich" [Hornbachner 2005] eingehend analysiert.

Vorliegendes Projekt analysiert die Biogaseinspeisung aus dem Gesichtspunkt der regionalen / lokalen Systemintegration heraus. Lokal/regional verfügbare Substrate werden gasseitig mit dem lokalen/regionalen Gasnetz verknüpft. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit geeigneter Entsorgungswege für den Gärrest eine entscheidende Randbedingung. Eine Gaseinspeisung ist nur bei tatsächlich vorliegendem Gasverbrauch im Netz möglich. Aus diesem Grund muss dieser Verbrauch eingehend in die Beurteilung von Projekten zur Biogaseinspeisung mit einfließen. Sind keine Messwerte des Gasverbrauchs vorhanden, können Normlastprofile zur Abschätzung herangezogen werden. Dabei ist aber auf die, vor allem in Schwachlastzeiten, großen Prognosefehler zu achten.

Durch die Definition geeigneter Kennzahlen ist eine durchgängige Bewertung möglich, die neben diesen Aspekten auch noch ökonomische Randbedingungen mitberücksichtigt.

Mit diesen Kennzahlen kann darüber hinaus auch auf allfällig geänderte Anforderungen an die Qualität des eingespeisten Biogases eingegangen werden (vgl. hierzu [Hornbachner 2005]). Die von [Hornbachner 2005] geforderte Änderung des Bezugspunktes der Qualitätsanforderungen vom Einspeisepunkt auf den Punkt der Gasentnahme durch die VerbraucherInnen, kann vollinhaltlich unterstützt werden.

Es zeigt sich, dass der Lastgang des Gasnetzes der bestimmende Faktor für die Einspeisung von Biogas ist. Bedingt durch den starken Nachfrageabfall in den Sommermonaten bieten Verteilnetze der Netzebene 3 kaum realistische Perspektiven für eine Gaseinspeisung. Im Rahmen zukünftiger Forschung und Entwicklung sollte verstärkt die Netzebene 2 als Ziel ins Auge gefasst werden, da die durch diese Netze versorgten Gasverbraucher (Industrie und Gewerbe mit Gasbedarf für Prozesse) einen über das Jahr eher gleichmäßigen Verbrauch haben. Durch die feststellbare Tendenz zu niedrigeren Drücken in dieser Netzebene (bedingt durch den Einsatz von PE-Leitungen) bieten sich für die Biogaseinspeisung durchaus

realisierbare Perspektiven. Hilfreich für die Gaseinspeisung ist, wenn ein Fixabnehmer mit hohem Gasverbrauch versorgt werden kann.

Weiterer Forschungsbedarf ist aus Sicht des Projektteams hinsichtlich Substratwechsel während des Betriebs der Biogasanlage gegeben. Ein Substratwechsel bietet grundsätzlich die Möglichkeit, die konstante Liefercharakteristik der Biogasanlage zumindest tendenziell an den variablen Lastgang des Gasnetzes anzugleichen. Perioden mit niedrigem Gasverbrauch im Netz (Sommermonate) würden demnach mit einer reduzierten Gasproduktion beantwortet. Zu klären ist in diesem Zusammenhang:

- Sollte ein derartiger Substratwechsel kontinuierlich (durch schrittweises Ändern des Substratmischungsverhältnisses) erfolgen, oder durch Abstellen der Biogasanlage mit nachfolgendem Neuanfahren mit neuem Substrat?
- Kann dieser Substratwechsel in Kombination mit einer Fruchtwechselwirtschaft erfolgen?
- Wie groß können die Gradienten der Änderung sein?
- Wie sind die Auswirkungen auf die nachgeschaltete Gasreinigung und -aufbereitung?

Weiters kann festgehalten werden, dass die Datenlage im Zusammenhang mit Biogaserzeugung, -reinigung und -aufbereitung sehr schlecht ist. Das liegt zum einen daran, dass die bestehenden Biogasanlagen zumeist Einzelanfertigungen, teilweise sogar Ergebnis improvisatorischer Bemühungen sind, andererseits fehlt ein durchgängiges Regelwerk (z. B. VDI-Richtlinie), das zumindest eine vereinheitlichte Datendefinition bereithält. Aus diesem Gesichtspunkt heraus kann eine Empfehlung zu einer Etablierung von Standardanlagen zur Biogaserzeugung, -reinigung und -aufbereitung ausgesprochen werden. Weiters wird ein kontinuierliches Monitoring des Betriebs dieser Anlagen angeregt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Jahresganglinie des stündlichen Gasverbrauches eines Gasnetzes einer obersteirischen Bezirkshauptstadt [STGW 2004].....	VIII
Abbildung 2 Systemstruktur-Kennzahlen	IX
Abbildung 3 Darstellung Lastgang Gasnetz-Mindesteinspeisemenge-Deckungsgrad.....	XI
Figure 4 Load characteristics of gas demand (hourly basis) of a public gas grid of a district capital in Styria [STGW 2004].....	XIII
Figure 5 System approach – key figures.....	XIV
Figure 6 Load characteristics of gas grid, infeed-capacity, amount of biogas produced (schematic drawing).....	XV
Abbildung 7 Zeitplan (FH=FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, TB=Technisches Büro Theißing-Brauhart, GW=Steirische Gas & Wärme GmbH).....	4
Abbildung 8 Systemstruktur, Elemente im System und Zusammenhänge	8
Abbildung 9 Jahresganglinie des mittleren stündlichen Gasverbrauches eines kleinen Gasnetzes im ländlichen Raum [Haslinger 2004].....	13
Abbildung 10 Tagesganglinie des Gasverbrauches eines kleinen Gasnetzes im ländlichen Raum im Winter [Haslinger 2004].....	14
Abbildung 11 Jahresganglinie des stündlichen Gasverbrauches eines Gasnetzes einer obersteirischen Bezirkshauptstadt [STGW 2004].....	16
Abbildung 12 Abweichung zwischen Normlastprofil (NLP) und tatsächlichem Verbrauch (Absolutwerte in [Nm ³]) [Haslinger 2004].....	17
Abbildung 13 Schraubenverdichter	22
Abbildung 14 Einspeisegasdruckanlage	25
Abbildung 15 Schema einer Einspeisegasdruckanlage	26
Abbildung 16 Absperrarmatur	27
Abbildung 17 Gasdruckregler.....	28
Abbildung 18 Drehkolbengaszähler, Turbinenradgaszähler	29
Abbildung 19 Gaschromatograf.....	30
Abbildung 20 Rohstoffe für die Biogasproduktion in Gruppen	34
Abbildung 21 Spezifischer Methanertrag im Vegetationsverlauf (Daten aus [DLG Futterwerttabelle 1997]).....	43
Abbildung 22 Biomasseertrag verschiedener Maissorten abhängig vom Erntezeitpunkt [Amon 2005]	44
Abbildung 23 Methanhektarerträge von Mais-Ganzpflanzensilage (FAO 600) zu verschiedenen Reifestadien (Sortenversuch 2003, Ludersdorf Stmk.).....	45
Abbildung 24 Spezifischer Methanertrag von Mais-Ganzpflanzensilage (FAO 600) zu verschiedenen Reifestadien (Sortenversuch 2003, Ludersdorf Stmk.).....	45

Abbildung 25 Methanproduktion [l/kg oTS] in Abhängigkeit von Wuchsstadium und Kolbenanteil bei Maissilage [DLG Futterwerttabelle 1997]	46
Abbildung 26 Schwefelwasserstoffkonzentrationen im Rohbiogas ausgesuchter Ganzpflanzensilagen	52
Abbildung 27 Übersicht Fermentation	55
Abbildung 28 Schema einer kombinierten Biogasanlage (mit Stromproduktion) als dreistufiges meso- bzw. thermophiles Verfahren [Weiland et al. 2004]	56
Abbildung 29 Einfluss von pH-Wert und Temperatur auf die hemmende Wirkung von Ammoniak [Weiland 2001]	63
Abbildung 30 Nasse Gaswäsche [Tentscher 2003]	75
Abbildung 31 Methananreicherung durch Adsorptionsprozess mittels Kohlenstoffmolekularsieb (CMS) [Schulte-Schulze 2003]	77
Abbildung 32 Schema PSA [Schulz 2004]	78
Abbildung 33 Verfahrensschema einer Membrananlage zur Gaseinigung [Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG]	79
Abbildung 34 Interne biologische Entschwefelung	83
Abbildung 35 Prinzip der externen biologischen Entschwefelung (ATZ EVUS [Prechtl 2003])	84
Abbildung 36 Geruchsintensität des Gärrestes [Pötsch 2005]	91
Abbildung 37 Systemstruktur Biogaseinspeisung	104
Abbildung 38 Spezifischer Energiebedarf für die Verdichtung von Gas	115
Abbildung 39 Darstellung Lastgang Gasnetz-Mindesteinspeisemenge-Deckungsgrad (Momentanwerte)	118

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Physikalische Eigenschaften von Biogas	20
Tabelle 2 Schutzabstände für Leitungen bis 16 [bar]	23
Tabelle 3 Schutzabstände für Leitungen größer 16 [bar]	23
Tabelle 4 Biogasertrag und Methangehalt nach [Baserga 1998]	37
Tabelle 5 Berechnung der Gasausbeute von Silomais und Grassilage	39
Tabelle 6 Spezifische Gaserträge ausgewählter Substrate (eigene Berechnung)	40
Tabelle 7 Gasertrag und Methangehalt von Maissilage und Grassilage mit unterschiedlichen Verdauungsquotienten (+/- 10[%])	41
Tabelle 8 Gasertrag und Methangehalt der vergärbaren Inhaltsstoffe [Weiland 2005a]	47
Tabelle 9 Richtwerte für die Gasausbeute verschiedener Substrate [Reinhold 2005]	49
Tabelle 10 Kosten von Maissilage	50
Tabelle 11 Richtwerte für Entsorgungserlöse	51
Tabelle 12 Ausgewählte Prozessparameter beim Biogasprozess	59
Tabelle 13 Hemmstoffe bei anaeroben Abbauprozessen [Weiland 2001]	62
Tabelle 14 Gasbeschaffenheit nach ÖVGW G31	65
Tabelle 15 Typische Rohbiogaseigenschaften [Weiland 2003]	66
Tabelle 16 Beschaffenheit und Gasbegleitstoffe für uneingeschränkte und eingeschränkte Einspeisung nach SVGW G13	67
Tabelle 17 Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren	68
Tabelle 18 Biogasaufbereitung in Europa. Verfahren und Häufigkeit	73
Tabelle 19 Zusammenstellung der Vor- und Nachteile von in der Praxis eingesetzten Aufbereitungsverfahren [Schulz 2004]	81
Tabelle 20 Schwermetallgehalt von Ausgangssubstraten	93
Tabelle 21 Schadstoffe verschiedener Substrate [Biogashandbuch Bayern]	94
Tabelle 22 Schwermetallgehalt von Gärresten	96
Tabelle 23 Entfernungsabhängige Transportkosten [Leible, et al 2003]	100
Tabelle 24 Gestehungskosten für Rohbiogas [Hornbachner 2005]	110
Tabelle 25 Spezifische Kosten für ausgewählte Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren [nach Hornbachner 2005]	112

Literaturverzeichnis

- Amon Th. [2005] Forum Biogas Österreich, Netzwerk vom Rohstoff bis zur Anwendung, Präsentation Mitteleuropäische Biomassekonferenz Graz, 26.-28.Jänner 2005.
- Amon Th. [2002] Biogaserträge aus Laborversuchen, Institut für Landtechnik, BOKU. Präsentation
- Amon Th., et. al. [2003] Optimierung der Biogaserzeugung aus den Energiepflanzen Mais und Klee gras, Forschungsprojekt Nr. 1249 GZ 24.002/59-IIA1/01. Im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft.
- Ahrens T., Weiland P. [2003] Biogasqualität bei Vergärung nachwachsender Rohstoffe, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Baserga U. [1998] Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen, Biogas aus organischen Reststoffen und Energiegras, FAT-Berichte 512.
- Baserga U. [1999] Sicherheitsregeln für Landwirtschaftliche Biogasanlagen, , FAT-Berichte 530.
- Baserga U. [2000] Vergärung organischer Reststoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, , FAT-Berichte 546.
- Bayerische Landesanstalt für Umweltschutz [2002] Biogasanlagen – Anforderungen zur Luftreinhaltung, Fachtagung, 17. Oktober 2002.
- BGBL [2002] Gaswirtschaftsgesetz-Novelle 2002, BGBL 148/2002.
- BMWA [2003] Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen.
- Boback R. [2003] Gasaufbereitung mittels Tieftemperaturrektifikation, Aufbereitung von Biogas, Gülzower Fachgespräche 21.
- Dellweg H. [1987] Biotechnologie: Grundlagen und Verfahren, VCH Weinheim
- DLG [1997] Futterwerttabellen : Wiederkäuer.
- EG 1774/2002 Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (EG-Hygiene-VOAbl L 273 vom 10.10.2002)

- E.V.A. [2003] 2. Österreichische Biogastagung, Tagungsband, Bruck/Mur
- Edelmann W. [2004] Ökobilanz von Strom aus Pflanzenvergärung, Bewertung der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen, Minisymposium. IFA Tulln 15.09.2004
- FNR [2004] Trockenfermentation – Evaluierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzower Fachgespräche 23.
- FNR [2004] Biogasgewinnung und –nutzung, Handreichung, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- Friesenbichler [2003] CO₂ im Wintertourismus, Diplomarbeit, FH JOANNEUM Kapfenberg, Studiengang Infrastrukturwirtschaft
- Fuhrberg-Baumann [2002] Voraussetzungen für den Einsatz von Lastprofilen im Gasbereich, GWF Gas Erdgas 143 (2002) Nr.12.
- Fürstaller R. [2003] Verfahrenstechnische Aspekte der Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, Diplomarbeit Montanuniversität Leoben.
- Grasmug M., Braun R. [2002] Vergärung biogener Abfälle aus Wien, Vergärbarkeit und Verwertbarkeit von Speiseresten und Marktabfällen.
- 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)
- Haas R., Berger M., Kranzl L. [2001] Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weissbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for take-off, Endbericht.
- Haberfellner [2002] Systems Engineering, ISBN: 385743998X
- Haslinger B. [2004] Biogaseinspeisung – Anforderungen an das Gasnetz, Diplomarbeit FH Joanneum Kapfenberg.
- Hornbachner [2005] Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich, Projekt-Nr.807712 Energiesysteme der Zukunft.

- Huber St., Mair K. [1996] Energetische Nutzung von Biogas aus der Landwirtschaft, Untersuchung der Biogaszusammensetzung bei Anlagen aus der Landwirtschaft, Bayerisches Landesamt für Umweltschutz.
- Kaltschmitt M., Hartmann H. [2001] Energie aus Biomasse, Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer- Verlag, 2001.
- Kaltschmitt M., Scheuermann A., Wilfert R. [2003] Biogas als regenerative Energie – Aktuelle Entwicklungen infolge von EEG und Biomasseverordnung, VDI-Berichte 1751, VDI-Verlag Düsseldorf.
- Kirchmayr R. [2004] Parameter zur Bewertung von Biogasanlagen, Bewertung der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen, Minisymposium. IFA Tulln 15.09.2004
- Kirchmayr R., Scherzer R., Baggesen D., Braun R., Wellinger A. [2003] Animal by-products and anaerobic digestion, Requirements of the European Regulation (EC) No 1774/2002, IEA Bioenergy, Task 37 Energy from Biogas and Landfill Gas.
- Kromus S., Narodoslowsky M., Krotscheck C. [2002] Grüne Bioraffinerie, Integrierte Grasnutzung als Eckstein einer nachhaltigen Kulturlandschaftsnutzung, Berichte aus Energie- und Umweltforschung.
- Leible L., et al. [2003] Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen, Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft, Wissenschaftliche Berichte, Forschungszentrum Karlsruhe.
- LEV 2005 Landesenergieverein Steiermark, Kriterien für einen optimalen Biogasstandort in der Steiermark
- Linke B., Vollmer G.R. [2002] Ergebnisse der Kovergärung von Energiepflanzen und organischen Reststoffen, 5.Dialog "Abfallwirtschaft M-V", 11. September 2002.
- Mayer K. [2004] Nachwachsende Rohstoffe als Biogaslieferanten, Untersuchungsergebnisse steirischer und österreichischer Biogaspflanzen – Fruchfolgefragen, Jubiläumstagung Biogas 31.03.2004, Steirische Landwirtschaftskammer.
- MR [2003] Maschinenring, Richtpreise für den Handel mit Silomais 2003, www.mr-stmk.at/sfm/texte/Silomais.doc
- Neubarth J., Kaltschmitt M. [2000] Erneuerbare Energien in Österreich, Springer Verlag 2000.

- Niederbacher M. [2004] Biogasbetreibermodell Biowatt-Taufers GenmbH in Südtirol, Präsentation Internationaler Biogas Experten Stammtisch, 1. September 2004, Gornja Radgona Slowenien
- ÖWAV [2002] Anaerobe Abfallbehandlung, Regelblatt 515, Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband.
- Pötsch E.M. [2005] Stoffliche Zusammensetzung und Ausbringungseigenschaften von Gärrückständen aus Biogasanlagen, Biogastagung Optimale Gewinnung und innovative Verwertung, 16. April 2005 Steyr, EDZ-Veranstaltung, Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich
- Pries M., Leurs K. [2004] Maissilagen unterschiedlicher Sorten und Häcksellängen Ein Vergleich von Siliereigenschaften und Verdaulichkeit, Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen und Institut für Landtechnik, Universität Bonn in Milchpraxis 3/2004, Th. Mann Verlag.
- Prechtl S., Schneider R., Anzer T., Faulstich M. [2003] Mikrobiologische Entschwefelung von Biogas, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Puchas K. [2002] Biogaskriterien für steirische Biogasanlagen. Im Auftrag des Landesenergievereines Steiermark
- Puchas K., Resch B. [2003] Feasibility Study – Biogas Oststeiermark, Endbericht. Im Auftrag des Landes Steiermark – Energiebeauftragter des Landes Steiermark
- Reinhold G. [2005] Biogaserträge zwischen Labor und Praxis – Ergebnisse der KTBL-Arbeitsgruppe „Gaserträge“, VDI-Berichte 1872 Biogas Energieträger der Zukunft, VDI-Verlag Düsseldorf.
- Rieger C., Ehrmann T., Weiland P. [2003] Ergebnisse des Biogasmessprogramms zur Biogasqualität landwirtschaftlicher Kofermentationsanlagen, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Rittler L. [2003] 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

- Schattner S., Gronauer A. [2000] Methanbildung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen, Energetische Nutzung von Biogas, Stand der Technik und Optimierungspotential, Gülzower Fachgespräche 15, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Schmack D., Tamm D. [2003] Einsatz von landwirtschaftlich erzeugtem Biogas zur Gewinnung elektrischer Energie mittels Brennstoffzellen, Forschungsbericht der ARGE Biogas-MCFC.
- Schmack D. [2005] Einfluss der Silagequalität auf die Biogasproduktion, Biogastagung Optimale Gewinnung und innovative Verwertung, 16. April 2005 Steyr, EDZ-Veranstaltung, Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich
- Schnell J. [2004] Biogas aus Silomais, Präsentation Landwirtschaftsamt Augsburg/Friedberg, Sept. 2004.
- Schönbauer Ch., [2004] Zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen, E-Control Gutachten Im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit.
- Schulte-Schulze-Berndt A. [2001] Innovative Biogasnutzungskonzepte – Einsatz von Biogas als Kraftstoff oder Erdgassubstitut, VDI-Berichte 1620, Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven VDI-Verlag Düsseldorf.
- Schulte-Schulze-Berndt A. [2003] Gasaufbereitung mittels Druckwechseladsorption, Aufbereitung von Biogas, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Schulz H. [2001] Biogas-Praxis – Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele. 2. Überarb. Aufl. Staufen bei Freiburg: ökobuch 2001.
- Schulz W., Hille M., Tentscher W. [2004] Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten, Bremer Energieinstitut.
- Somitsch W. [2005] Innovative Fermenterdurchmischung am Beispiel des Hydro – Jet Verfahrens, Biogastagung Optimale Gewinnung und innovative Verwertung, 16. April 2005 Steyr, EDZ-Veranstaltung, Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich
- StMUGV [2004] Biogashandbuch Bayern, Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz, Materialband

- Tentscher W. [2002] Biogas in the internal market of gas. Compensation for Biogas injected into the Gas Grid. New Possibilities. Workshop: Anaerobic Digestion – Biogas, European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy Amsterdam.
- Tentscher W., Jansson M. [2003] Gasaufbereitung mittels nasser Gaswäsche in Schweden, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- TISG (Technisches Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches) [2000] Einspeisung von Klärgas ins öffentliche Erdgas-Verteilnetz, Merkblatt TISG013/d, Modifikation vom 30.08.2000, .
- Tretter H. [2003] Neue Optionen für die Nutzung von Biogas, Eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz, Diplomarbeit TU Wien.
- Ulz G. [2004] Bauherren Mappe Biogas, LandesenergieVerein Steiermark, NOEST.
- VDI [2002] VDI Wärmeatlas, Berechnungsblätter für den Wärmeübergang, Verein Deutscher Ingenieure, 9., überarb. U. erw. Aufl., Springer Verlag Berlin
- Versicherungstechnische Kommission Technische Versicherungen [2004] Erneuerbare Energien, Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotenzial, Abschlussbericht der Technischen Versicherer im GDV.
- Wagner R. [2004] Wirtschaftlichkeitsberechnungen anhand verschiedener Beispiele, Präsentation.
- Walla Ch. [2004] Biogasproduktion in rinderhaltenden Betrieben.
- Weiland P, Rieger C., Ehrmann T. [2004] Biogas Anlagen, 12 Datenblätter, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Weiland P. [2000] Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und –erzeugung in Deutschland, Energetische Nutzung von Biogas, Stand der Technik und Optimierungspotential, Gülzower Fachgespräche 15, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Weiland P. [2001] Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate, VDI-Berichte 1620, Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven, VDI-Verlag Düsseldorf.

- Weiland P. [2003] Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik, Gülzower Fachgespräche 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Weiland P. [2004] Stand der Technik bei der Trockenfermentation – Zukunftsperspektiven, Trockenfermentation – Evaluierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs, Gülzower Fachgespräche 23, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Weiland P. [2005a] Technische Anforderungen an Anlagen und Substrate beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen – Ergebnisse aus dem Biogasmessprogramm, Präsentation, FNR-Fachtagung Biogas, Berlin, 24.01.2005
- Weiland P. [2005] Ergebnisse des bundesweiten Biogasmessprogramms, VDI-Berichte 1872 Biogas Energieträger der Zukunft, VDI-Verlag Düsseldorf
- Weiland P., Rieger Chr., Ehrmann Th. [2003] Biogas-Messprogramm – Bundesweite Monitoring zum Stand der Biogasnutzung, VDI-Berichte 1751, VDI-Verlag Düsseldorf.
- Wellinger A. [2004] Neue Aufbereitungsverfahren und Nutzungsmöglichkeiten für Biogas, Minisymposium Bewertung der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen, IFA Tulln 15.09.2004.
- Zellmann H. [2003] Gaseinspeisung – Anforderungen, Möglichkeiten und Grenzen, VDI-Berichte 1751, VDI-Verlag Düsseldorf.
- Zethner G. [2005] Organische Schadstoffe in Biogasanlagen – Eintrag und Risikopotential, Biogastagung Optimale Gewinnung und innovative Verwertung, 16. April 2005 Steyr, EDZ-Veranstaltung, Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich
- StMUGV [2004] Biogashandbuch Bayern, Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz, Materialband

Sonstige Links:

www.erdgaszuerich.ch/user_content/editor/files/Erdgas/erdgasaufbereitung.pdf

www.landwirtschaft.bayern.de

<http://de.wikipedia.org/wiki/Sattdampf>

www.uts-italia.it

www.biogas.ch

www.kompogas.ch

www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/home.htm

www.energiesystemederzukunft.at

www.fnr-server.de

www.noest.or.at

Anzuwendende Richtlinien für die Gaseinspeisung

ÖVGW (Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach):

Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen, Richtlinie G 1 (ÖVGW-TR Gas), Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2003.

Gas- Inneninstallation für Betriebsdrücke > 100mbar, ≤5bar, Richtlinie G 6, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Kathodischer Korrosionsschutz – Inbetriebnahme und Überwachung, Richtlinie G 21, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1999.

Erdgas in Österreich, Richtlinie G 31, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 2 – Rohre aus PE, Richtlinie G 52/2, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 1: Richtlinie für die Anforderungen an Rohre und Rohrleitungsteile für Gasleitungen für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck), Richtlinie G 53/1, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1983.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 2: Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck), Richtlinie G 53/2, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1983.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren Teil 3: Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke > 16 bar, Richtlinie G 53/3, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1992.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren – Teil 4: Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen für Betriebsdrücke von über 100 mbar bis 16 bar, Richtlinie G 53/4, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1995.

Überprüfung von Erdgasleitungen auf Dichtheit (Gasspüren), Richtlinie G 69, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Gasdruckregelung Teil 1: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck >5 bar bis ≤ 100 bar, Richtlinie G 73/1, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2002.

Gasdruckregelung Teil 2: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar bis ≤ 5 bar, Richtlinie G 73/2, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2003.

Gasdruckregelung Teil 3: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck >100 mbar bis ≤ 200 m³/h bei Normzustand, Richtlinie G 73/3, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2000.

Gasmengenmessung – Volumengaszähler, Richtlinie G 74, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Berechnung von Gasmengen in Normvolumeneinheiten, Richtlinie G 76, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Gasdruck- und Gastemperaturmessung, Richtlinie G 77, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

PE-Mauerdurchführungen; Mauerdurchführungen aus Polyethylen mit integriertem Übergang; Anforderungen und Prüfung, Richtlinie G 91, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1989.

PE-Übergangsverbindungen Werkstoffübergangsverbindungen für Gasrohrleitungen von Polyethylen aus Stahl; Anforderungen und Prüfungen, Richtlinie G 92, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 1990.

Bescheinigung für Gasspürunternehmen, Richtlinie G 102, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Gasspürgeräte, Richtlinie G 103, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2001.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren, Richtlinie für die Prüfung und Verlegung von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke ≤ 16 bar, Richtlinie G 153/1, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2005.

Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren, Richtlinie für die Prüfung und Verlegung von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke > 16 bar, Richtlinie G 153/2, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2002.

Gasabrechnung, Richtlinie G 177, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach 2002.

Sonstige Richtlinien und Normen, Rechtsvorschriften:

ÖVE-EX 65/1981 Errichtung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen.

ÖVE-EX 65a/1985 Nachtrag a zu den Bestimmungen über Errichtung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen, ÖVE-EX 65/1981.

DIN EN 60079-10 (VDE 0165 Teil 101), Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche; Teil 10: Einteilung der explosionsgefährdeten Bereiche (IEG 79-10:1995); Deutsche Fassung EN 60079-10:1996.

ÖVE/ÖNORM E 8049-1, 2001 07 01, Blitzschutz baulicher Anlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze.

ÖNORM EN ISO 6974-1:2002 06 01 Erdgas – Bestimmung der Zusammensetzung mit definierter Unsicherheit durch Gaschromatographie – Teil 1: Richtlinien für die maßgeschneiderte Analyse (ISO 6974-1:2000).

ÖNORM EN ISO 6974-2:2002 07 01 Erdgas – Bestimmung der Zusammensetzung mit definierter Unsicherheit durch Gaschromatographie – Teil 2: Messsystemcharakteristiken und Statistiken für die Datenverarbeitung (ISO 6974-2:2001).

ÖNORM EN ISO 6974-3:2002 06 01 Erdgas – Bestimmung der Zusammensetzung mit definierter Unsicherheit durch Gaschromatographie – Teil 3: Bestimmung von Wasserstoff, Helium, Sauerstoff, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und Kohlenwasserstoffen bis zu C8 mit zwei gepackten Säulen (ISO 6974-3:2000).

ÖNORM EN ISO 6974-4:2002 06 01 Erdgas – Bestimmung der Zusammensetzung mit definierter Unsicherheit durch Gaschromatographie – Teil 4: Bestimmung von Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und C1 bis C5 und C6+ Kohlenwasserstoffen für ein Labor- und Online Messsystem mit zwei Säulen (ISO 6974-4:2000).

ÖNORM EN ISO 6974-5:2002 06 01 Erdgas – Bestimmung der Zusammensetzung mit definierter Unsicherheit durch Gaschromatographie – Teil 5: Bestimmung von Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und C1 bis C5 und C6+ Kohlenwasserstoffen für eine Labor- und Online-Prozessanwendung mit drei Säulen (ISO 6974-5:2000).

ÖNORM EN ISO 6974-6:2005 01 01 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns (ISO 6974-6:2002, not included).

ÖNORM EN 1776:1999 03 01 Gasversorgung – Erdgasmeßanlagen – Funktionale Anforderungen.

ÖNORM EN 12007-1:2000 08 01 Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar – Teil 1: Allgemeine funktionale Empfehlungen.

ÖNORM EN 12007-2:2000 08 01 Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar – Teil 2: Besondere funktionale Empfehlungen für Polyethylen (MOP bis einschließlich 10 bar).

ÖNORM EN 12007-3:2000 08 01 Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar – Teil 3: Besondere funktionale Empfehlungen für Stahl.

ÖNORM EN 13774:2003 07 01 Armaturen für Gasverteilungssysteme mit zulässigen Betriebsdrücken kleiner oder gleich als 16 bar – Anforderungen an die Gebrauchstauglichkeit.

ÖNORM A 3800-1:2004 07 01 Brandverhalten von Materialien, ausgenommen Bauprodukte – Teil 1: Anforderungen, Prüfungen und Beurteilungen.

BGBl.Nr. 306/1994 Maschinen-Sicherheitsverordnung – MSV

ArbeitnehmerInnen Schutzgesetz, sowie die Gasmarktregeln der E-Control

www.NachhaltigWirtschaften.at