

# Studie

## Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz



# Studie

## Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH

Prof. Dr. Stefan Klinski

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

2. Auflage, Leipzig, 2006

Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR),  
Hofplatz 1, 18276 Gülzow, mit Förderung des Bundesministeriums  
für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (FKZ 22021103).

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes: „Evaluierung der Möglichkeiten  
zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ (FKZ 22021103) erstellt. Das  
Projekt wurde von der FNR mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung,  
Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) unterstützt.

Die vorliegende Publikation wurde erstellt durch

**Institut für Energetik und Umwelt gGmbH**

Torgauer Str. 116

04347 Leipzig

Bearbeiter: Frank Hofmann, André Plättner,

Sönke Lulies, Dr. Frank Scholwin

Tel.: 03 41 - 24 34-412

Fax: 03 41 - 24 34-433

[www.ie-leipzig.de](http://www.ie-leipzig.de)

**Inhaltliche Zuarbeiten anderer Institutionen**

**Prof. Dr. Stefan Klinski**

Deisterpfad 23

14163 Berlin

Auftragsbearbeitung: Rechtsgutachten

**DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI)**

Föpplstr. 3

04347 Leipzig

Bearbeiter: Klaus Diesel

Auftragsbearbeitung: Gasnetzsimulationsrechnung

**Fraunhofer Institut UMSICHT (FhU)**

Osterfelder Straße 3

46047 Oberhausen

Bearbeiter: Wolfgang Urban

Zuarbeiten zu den Themen:

Technologien der Biogasaufbereitung,

Biogaseinspeisung, Gasnetz-Aufnahmebeschrän-

kungen, Wirtschaftliche Analyse der Gasaufbereitung

**Gaswärme-Institut e. V. Essen (GWI)**

Hafenstraße 101

45356 Essen

Bearbeiter: Frank Burmeister

Zuarbeiten zu den Themen:

Charakterisierung des Erdgasnetzes,

Gasnetz-Aufnahmebeschränkungen

**Herausgeber:**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Hofplatz 1

18276 Gülzow

Tel.: (0 38 43) 69 30-0

Fax: (0 38 43) 69 30-102

E-Mail: [info@fnr.de](mailto:info@fnr.de)

Internet: <http://www.fnr.de>

**Redaktion:**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Abt. Öffentlichkeitsarbeit

**Gestaltung und Produktion:**

tangram documents, Bentwisch

Internet: <http://www.tangram.de>

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.

ISBN 3-00-018346-9

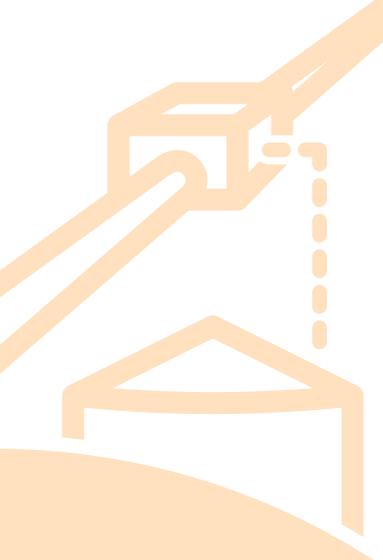
# Inhaltsverzeichnis



	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>6</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>9</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>11</b>
	<b>Glossar .....</b>	<b>12</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>Biogasbereitstellung, -aufbereitung, -einspeisung und -transport .....</b>	<b>16</b>
2.1	Biogasbereitstellung .....	16
2.1.1	Grundlagen der anaeroben Vergärung .....	16
2.1.2	Vor- und Aufbereitung der Substrate .....	17
2.1.3	Biogaserzeugung durch Fermentation .....	21
2.2	Gasaufbereitung .....	25
2.2.1	Biogasentschwefelungsverfahren .....	26
2.2.2	Verfahren zur Methananreicherung im Biogas .....	34
2.2.3	Biogastrocknung und Biogasfeinreinigung .....	45
2.3	Gastransport, Einspeisung und Speicherung .....	49
2.3.1	Anschlussleitungen .....	50
2.3.2	Gasverdichtung .....	50
2.3.3	Gasspeicherung .....	53
2.3.4	Gasdruckmess- und Regelanlagen .....	55
2.3.5	Gasbeschaffenheitsmessanlage .....	56
2.3.6	Odoriereinrichtungen .....	57
2.3.7	Konditionierungsanlagen und Gasmischanlagen .....	58
2.4	Erfahrungen im europäischen Ausland .....	59
2.4.1	Erfahrungen in der Schweiz .....	59
2.4.2	Erfahrungen in Schweden .....	60

<b>3</b>	<b>Einspeisemöglichkeiten .....</b>	<b>63</b>
3.1	Technische Anforderungen .....	63
3.1.1	Zusammensetzung von Rohbiogasen aus fermentativen Prozessen .....	63
3.1.2	Gasbeschaffenheitsanforderungen und relevante Regelwerke .....	65
3.2	Charakterisierung des vorhandenen Erdgasnetzes .....	76
3.2.1	Einteilung nach Netzebenen .....	76
3.2.2	Einteilung nach Druckstufen .....	77
3.2.3	Technische Kriterien zur Einspeisung von Biogas .....	79
3.2.4	Restriktionen .....	85
3.3	Möglichkeiten und Grenzen der Gaseinspeisung (Gutachten des DBI – Netzsimulationsrechnung) .....	85
3.3.1	Netztechnische Grundlagen .....	85
3.3.2	Technische Einspeisemöglichkeiten .....	85
3.3.3	Verteilung der Gasbeschaffenheiten .....	89
3.3.4	Einschätzung der Biogaseinspeisemöglichkeiten .....	90
3.3.5	Zusammenfassung .....	91
<b>4</b>	<b>Potenziale der Biogaserzeugung .....</b>	<b>92</b>
4.1	Definitionen .....	92
4.2	Potenzialanalyse .....	93
4.2.1	Landwirtschaft .....	93
4.2.2	Industrie und Gewerbe .....	95
4.2.3	Kommunen .....	98
4.2.4	Technisches Potenzial .....	99
4.3	Potenzialeingrenzung .....	99
4.3.1	Regionale Verfügbarkeit des Biogaspotenziales .....	100
4.3.2	Theoretisches Standortpotenzial für Biogasanlagen .....	105
<b>5</b>	<b>Einspeisepunkte .....</b>	<b>110</b>
5.1	Standortbewertung .....	113
5.2	Ermittlung möglicher Standorte für Biogaserzeugung und Gaseinspeisung anhand von Modellanlagen .....	115
5.2.1	Biogaserzeugung aus Gülle .....	115
5.2.2	Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) .....	117
5.2.3	Biogaserzeugung aus Bioabfall .....	117
5.2.4	Festlegung der möglichen Einspeisegasqualitäten .....	118
<b>6</b>	<b>Wirtschaftliche Analyse und Bewertung .....</b>	<b>127</b>
6.1	Methodik .....	127
6.2	Kosten der einzelnen Module .....	129
6.2.1	Substratkosten .....	129
6.2.2	Biogasanlagen .....	131
6.2.3	Gastherme .....	134
6.2.4	Blockheizkraftwerk .....	135
6.2.5	Gastankstelle .....	136
6.2.6	Aufbereitung zu Erdgas-H Qualität .....	136
6.2.7	Aufbereitung zu Erdgas-L Qualität .....	137
6.2.8	Flüssiggas-Zugabe .....	138
6.2.9	Zusatzgas-Bereitstellung .....	138

6.2.10	Einspeisung und Durchleitung .....	139
6.3	Energiegestehungskosten .....	140
6.3.1	Biogasgestehungskosten .....	140
6.3.2	Wärmeerzeugung .....	149
6.3.3	Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung .....	152
6.3.4	Kraftstofferzeugung .....	159
<b>7</b>	<b>Rechtliche Rahmenbedingungen .....</b>	<b>160</b>
7.1	Einleitung .....	160
7.2	Energiewirtschaftsrechtliche Grundlagen .....	161
7.2.1	Ausgangslage auf Grundlage des bisherigen EnWG .....	161
7.2.2	Änderungen der Rechtslage .....	165
7.3	Spielräume zur Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen .....	170
7.3.1	Sind Vorrangregelungen und andere gezielte Verbesserungen für Biogas zulässig? .....	170
7.3.2	Vereinbarkeit mit den Vorgaben des EG-Rechts .....	171
7.3.3	Vereinbarkeit mit den verfassungsrechtlichen Anforderungen .....	174
7.4	Rechtsfragen im Zusammenhang mit dem novellierten EEG .....	175
7.4.1	Überblick und Fragenkreise .....	175
7.4.2	Beschaffenheitsanforderungen für „Gas aus Biomasse“ .....	176
7.4.3	Das maßgebende „Gasnetz“ .....	177
7.4.4	„Technologiebonus“ und „KWK-Bonus“ .....	180
7.4.5	„NaWaRo-Gülle-Bonus“ .....	181
7.4.6	Umstellung bestehender Stromerzeugungsanlagen .....	182
7.4.7	Ausschließlichkeitsprinzip .....	184
7.5	Ergebnisse .....	187
7.6	Anhang des Rechtsgutachten .....	190
<b>8</b>	<b>Bewertung .....</b>	<b>191</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>197</b>



# Abbildungs- verzeichnis

Abb. 2-1:	Schematisierter Ablauf der anaeroben Vergärung .....	17
Abb. 2-2:	Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung .....	18
Abb. 2-3:	Liegender Tankfermenter mit Paddelrührwerk .....	22
Abb. 2-4:	Stehender Fermenter mit Einbauten; Bild: Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH .....	23
Abb. 2-5:	Fließdiagramm eines Biowäschers .....	29
Abb. 2-6:	Beispiel für ein Layout der Druckwasserwäsche von Biogas .....	39
Abb. 2-7:	Permeabilitäten verschiedener Moleküle .....	42
Abb. 2-8:	Mögliche Membranmodulkonfigurationen .....	44
Abb. 2-9:	Prinzip der Gaspermeation .....	44
Abb. 2-10:	Wasseraufnahme verschiedener Adsorptionsmittel .....	47
Abb. 2-11:	Gasdruckmess- und Regelanlage .....	56
Abb. 2-12:	Schematische Darstellung einer Odorieranlage nach G 280 .....	57
Abb. 2-13:	Darstellung einer Biogas-Einspeisung .....	58
Abb. 2-14:	Naturgas-Tankstelle in der Schweiz .....	60
Abb. 2-15:	PSA Aufbereitung in Otelfingen (Schweiz) .....	60
Abb. 2-16:	Ansicht der Biogasaufbereitungsanlage Stockholm-Henriksdal .....	61
Abb. 2-17:	Kompaktbiogasaufbereitungsanlage Norrköping .....	61
Abb. 2-18:	Biogastankstelle und mit Biogas betriebener Bus in Kristianstad .....	61
Abb. 2-19:	Biogasanlage mit Biogasaufbereitung in Helsingborg .....	62
Abb. 3-1:	Methanganglinie einer Biogasanlage im Rheinland .....	64
Abb. 3-2:	Schwefelwasserstoffganglinie einer Biogasanlage im Rheinland .....	64
Abb. 3-3:	Brennwerte und Wobbeindizes einheimischer Gasförderungen .....	67
Abb. 3-4:	Bandbreiten der Wobbeindizes der Prüfgase und der Gase der 2. Gasfamilie .....	71
Abb. 3-5:	L- und H-Gase nach G 260 mit Flüssiggaszumischung und Einordnung der Modellgase .....	71
Abb. 3-6:	Gasgemische mit gleichem Wobbe-Index ( $W_{S,N} = 10,5 \text{ kWh/m}^3$ ) .....	72
Abb. 3-7:	Gasgemische mit gleichem Wobbe-Index ( $W_{S,N} = 12,8 \text{ kWh/m}^3$ ) .....	73
Abb. 3-8:	Einspeiseschnittstellen und relevantes Regelwerk .....	74
Abb. 3-9:	Ferntransportleitungen der importierenden Ferngasgesellschaften .....	75
Abb. 3-10:	Ferntransportleitungen der importierenden Ferngasgesellschaften .....	77
Abb. 3-11:	In Deutschland zur Verteilung kommende Gase mit den wichtigsten Kennwerten .....	78
Abb. 3-12:	Exemplarischer Tageslastgang mit ausgeprägten Verbrauchsspitzen .....	79
Abb. 3-13:	Auf die Durchschnittswerte normierte Form eines Tageslastgangs .....	79
Abb. 3-14:	Anzahl der Gasversorger unterteilt in Größenklassen .....	81
Abb. 3-15:	Anzahl der Gasversorger unterteilt nach dem Verhältnis der Gasabnahme pro Tag .....	81
Abb. 3-16:	Verteilung der GUV in die verschiedenen Klassen und Kennzeichnung der charakteristischen GUV .....	82
Abb. 3-17:	Regionale HD-Leitungen im OVU-Gebiet (E.ON-Hanse) .....	84
Abb. 3-18:	Verteilung der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland .....	84

Abb. 3-19:	Gasbedarf über ein Gaswirtschaftsjahr .....	86
Abb. 3-20:	Regressionsgerade des Gasbezuges .....	86
Abb. 3-21:	Druckverlauf .....	87
Abb. 3-22:	Modellnetz .....	87
Abb. 3-23:	Einspeisung Süd .....	88
Abb. 3-24:	Einspeisung Südost .....	88
Abb. 3-25:	Hochdruckleitung .....	89
Abb. 3-26:	Gasbeschaffenheitsverteilung .....	89
Abb. 3-27:	regionale Verfügbarkeit des Erdgasnetz nach Druckstufe HD .....	91
Abb. 4-1:	Biogaspotenzial der Landwirtschaft .....	95
Abb. 4-2:	Biogaspotenzial aus industriellen Reststoffen .....	96
Abb. 4-3:	Biogaspotenzial aus organischen kommunalen Reststoffe .....	97
Abb. 4-4:	Biogaspotenzialverteilung nach Stoffklassen .....	98
Abb. 4-5:	Biogaspotenzial der Bundesländer .....	99
Abb. 4-6:	Biogaspotenzialdichte der Bundesländer .....	100
Abb. 4-7:	landwirtschaftliche Betriebe pro Bundeslandfläche .....	101
Abb. 4-8:	Durchschnittliche Größe landwirtschaftlicher Betriebe .....	102
Abb. 4-9:	Prozentualer Anteil der landwirtschaftlichen Flächen an den Flächengrößenklassen .....	107
Abb. 4-10:	Prozentualer Anteil des Rinderbestandes an den Bestandsgrößenklassen .....	107
Abb. 4-11:	Prozentualer Anteil des Schweinebestandes an den Bestandsgrößenklassen .....	108
Abb. 4-12:	Bestandsgrößenklasse 4 über 500 Großvieheinheiten – regionale Verteilung .....	109
Abb. 5-1:	Biogaspotenzial der Bundesländer .....	110
Abb. 5-2:	Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-/Erdgas-L-Qualität mit PSA für kleine Volumenströme (50 Nm <sup>3</sup> /h) .....	123
Abb. 5-3:	Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-/Erdgas-L-Qualität mit PSA für größere Volumenströme (250 und 500 Nm <sup>3</sup> /h) .....	123
Abb. 5-4:	Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-Qualität mit DWW für alle Volumenströme .....	124
Abb. 5-5:	Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-L-Qualität mit DWW für alle Volumenströme .....	125
Abb. 5-6:	Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Zusatzgas-Qualität für alle Volumenströme .....	126
Abb. 6-1:	Module der Biogaserzeugung und Nutzung .....	130
Abb. 6-2:	Stufen der Produktgaserzeugung .....	141
Abb. 6-3:	Kosten des Rohbiogases .....	142
Abb. 6-4:	Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität ohne Flüssiggas-Zugabe .....	146
Abb. 6-5:	Sensitivität der Biogasgestehungskosten bei der BG250 N .....	146
Abb. 6-6:	Sensitivität der Biogasgestehungskosten bei der BG500 B .....	147
Abb. 6-7:	Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe .....	148
Abb. 6-8:	Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-L Qualität .....	149
Abb. 6-9:	Gestehungskosten des Produktgases bei Zusatzgas Qualität .....	150
Abb. 6-10:	Vergleich der spezifischen Produktgaskosten einer BG250 G und BG250 N .....	150
Abb. 6-11:	Wärmegestehungskosten .....	151
Abb. 6-12:	Sensitivität Wärme-Gestehungskosten .....	152
Abb. 6-13:	spezifische Stromgestehungskosten und zu erwartende Vergütungen der betrachteten Pfade .....	155
Abb. 6-14:	spezifische Stromgestehungskosten nach Bereinigung durch Wärmevergütungen .....	156
Abb. 6-15:	spezifische Stromgestehungskosten bei verschiedenen zentralen BHKW-Leistungen .....	157
Abb. 6-16:	Sensitivität eines zentrales BHKW mit 500 kW <sub>el</sub> und Nutzung von Biogas aus NaWaRo .....	157
Abb. 6-17:	spezifische Kraftstoffgestehungskosten in ct pro kWh .....	158
Abb. 6-18:	Sensitivität der Kraftstoffgestehungskosten .....	158

Abb. 8-1:	Kosten des Rohbiogases pro kWh <sub>hi</sub> .....	193
Abb. 8-2:	Gestehungskosten des Produktgases in Erdgasqualität (Biogasproduktion, Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung) .....	194
Abb. 8-3:	Gestehungskosten der Wärmebereitstellung .....	194
Abb. 8-4:	Gestehungskosten Strom .....	195
Abb. 8-5:	Gestehungskosten der Kraftstoffbereitstellung .....	196

# Tabellenverzeichnis

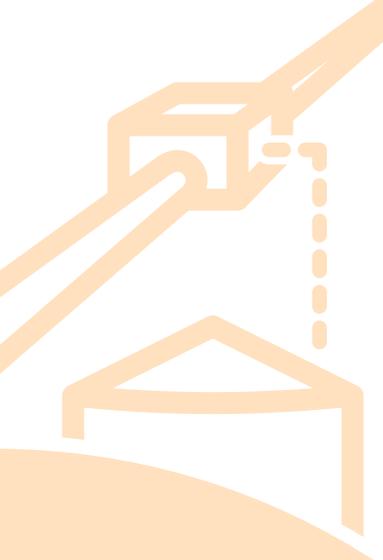


Tabelle 2-1:	Lagerung von Substraten vor der Vergärung .....	19
Tabelle 2-2:	Kennwerte und Einsatzparameter von stehenden Fermentern .....	22
Tabelle 2-3:	Kennwerte und Einsatzparameter von Trockenfermentationsbehältern .....	23
Tabelle 2-4:	Verfahren zur Gasaufbereitung .....	25
Tabelle 2-5:	Bewertungsmatrix für unterschiedliche Entschwefelungsverfahren .....	33
Tabelle 2-6:	Adsorptionsgleichgewichte ausgewählter binärer bzw. tertiärer Gasgemische .....	34
Tabelle 2-7:	Mögliche Absorptionsverfahren zur Entfernung von Kohlendioxid und Schwefelverbindungen .....	38
Tabelle 2-8:	Übersicht zu den Löslichkeiten unterschiedlicher Biogaskomponenten in Wasser bei unterschiedlichen Temperaturen .....	39
Tabelle 2-9:	Geeignete Membrantypen für die CH <sub>4</sub> -CO <sub>2</sub> -Gastrennung .....	43
Tabelle 2-10:	Bewertungsmatrix für unterschiedliche Methananreicherungsverfahren .....	46
Tabelle 2-11:	Übersicht Gasverdichter der Fa. „Gardner Denver Wittig GmbH“ – Einsatzbereiche und Eigenschaften von Verdichtern für Faulgas, Grubengas oder Erdgas .....	52
Tabelle 2-12:	Bewertung unterschiedlicher Verdichterbauarten nach ausgewählten Kriterien .....	53
Tabelle 2-13:	Druckbereiche der Biogasspeicherung .....	54
Tabelle 3-1:	Biogaszusammensetzung, Schwankungsbreiten und Auslegungsgrunddaten .....	65
Tabelle 3-2:	Anforderungen an die Gasbeschaffenheit .....	67
Tabelle 3-3:	Sättigungswassergehalte als Funktion des Druckes .....	68
Tabelle 3-4:	Zulässige Gasbegleitstoffe .....	69
Tabelle 3-5:	Beispielhafte Daten von verteilten Gasen nach G 260 – H-Gase .....	72
Tabelle 3-6:	Beispielhafte Daten von verteilten Gasen nach G 260 – L-Gase .....	72
Tabelle 3-7:	Daten zur Entwicklung des Erdgasnetzes .....	78
Tabelle 3-8:	Klassifizierung nach Druckstufen .....	78
Tabelle 3-9:	Durchschnittliche Gasabgabe im Jahr und im Sommer .....	80
Tabelle 3-10:	Charakteristische GVU .....	82
Tabelle 3-11:	Einspeisemengen für Austauschgas .....	82
Tabelle 3-12:	Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage .....	88
Tabelle 3-13:	Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage .....	89
Tabelle 3-14:	Gasstatistik des BGW (Auszug).....	90
Tabelle 4-1:	Substratspezifische Biogaserträge .....	103
Tabelle 4-2:	Bestandsgrößenklassen für die einzelnen Tierarten.....	105
Tabelle 4-3:	Flächengrößenklassen für landwirtschaftliche Nutzfläche .....	105
Tabelle 4-4:	Substrat-Anlagenkonfiguration .....	106
Tabelle 5-1:	Biogaspotenzial unter Berücksichtigung von Transportrestriktionen .....	111
Tabelle 5-2:	Biogaspotenzial verglichen mit der durchschnittlichen Sommergrundlast .....	112
Tabelle 5-3:	Biogaspotenzial verglichen mit der stündlichen Sommergrundlast .....	112

Tabelle 5-4:	Einspeisebeschränkungen für Zusatzgas .....	113
Tabelle 5-5:	Primärindikatoren zur Einspeisung von Biogas und die Bedeutung für die Biogaserzeugung, Biogaseinspeisung und Wirtschaftlichkeit .....	114
Tabelle 5-6:	Überblick über die untersuchten Anlagen .....	115
Tabelle 5-7:	Erdgaseigenschaften – Gaszusammensetzung und brenntechnische Kenndaten [ISIO04] .....	119
Tabelle 5-8:	Kenndaten der betrachteten Gaseinspeisefälle (ZG – Zusatzgas, EG – Erdgas) .....	120
Tabelle 6-1:	Substrat und Brennstoffkosten .....	130
Tabelle 6-2:	Lagerung von Maissilage im Fahrsilo .....	131
Tabelle 6-3:	Substratkosten der Biogas-Anlagen .....	131
Tabelle 6-4:	Anlagen mit 90 % Güllevergärung (massebasiert) .....	133
Tabelle 6-5:	Anlagen mit 90 % Maissilagevergärung (massebasiert) .....	133
Tabelle 6-6:	Anlage mit 100 % Bioabfallvergärung .....	134
Tabelle 6-7:	Aufteilung der Investitionskosten bei den Anlagen mit Biogas für eine weitere Aufbereitung .....	134
Tabelle 6-8:	Investitions- und Betriebskosten einer Gasbrennwerttherme .....	135
Tabelle 6-9:	Investitions- und Betriebskosten verschiedener BHKW-Typen .....	135
Tabelle 6-10:	Investitions- und Betriebskosten einer Gastankstelle .....	136
Tabelle 6-11:	Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren .....	137
Tabelle 6-12:	Aufbereitung mit dem PSA-Verfahren .....	137
Tabelle 6-13:	Luftzugabe für Erdgas-L Qualität .....	138
Tabelle 6-14:	LPG-Zugabe .....	138
Tabelle 6-15:	Aufbereitung Zusatzgas .....	139
Tabelle 6-16:	Kosten der Einspeisungsanlage .....	140
Tabelle 6-17:	Nutzbare Biogasmenge und Energiegehalte von Rohbiogas und Produktgas .....	141
Tabelle 6-18:	Jährliche Kosten bei der Bereitstellung von Biogas ins Erdgasnetz .....	143
Tabelle 6-19:	spezifische Kosten des Produktgases bei Erdgas-H Qualität .....	144
Tabelle 6-20:	Prozentanteile der Kosten am Ausspeisepunkt .....	145
Tabelle 6-21:	Produktgasmengen bei LPG-Zugabe und Energiegehalt .....	148
Tabelle 6-22:	Stromvergütungen nach dem EEG .....	153
Tabelle 6-23:	spezifische Kosten der zentralen Stromerzeugung .....	154
Tabelle 6-24:	spezifische Kosten der dezentralen Stromerzeugung .....	154

# Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung	HD	Hochdruck
BG	Biogas	H <sub>1</sub> oder H <sub>U</sub> (alt)	Heizwert
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft	H <sub>5</sub> oder H <sub>O</sub> (alt)	Brennwert
CH <sub>4</sub>	Methan (chemische Formel)	KJ	Kaliumjodid (chemische Formel)
CNG	komprimiertes Erdgas	LNG	Liquefied natural gas, durch Kühlung verflüssigtes Gas
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid (chemische Formel)	LPG	Liquefied petroleum gas, Flüssiggas wie Propan, Butan
DBV	Deutscher Bauernverband	MD	Mitteldruck
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.	Mio.	Millionen
DN	Nenndurchmesser	Mrd.	Milliarden
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.	NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
DWW	Druckwasserwäsche	ND	Niederdruck
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz	O <sub>2</sub>	Sauerstoff (chemische Formel)
EG	Europäische Gemeinschaft	OVU	Ortnetzversorgungsunternehmen
EG-H	Erdgas high	PN	Druckstufe
EG-L	Erdgas low	ppm	parts per million
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	PSA	Druckwechseladsorption
etc.	et cetera	SNG	substitute (synthetic) natural gas
EU	Europäische Union	TierNebG	tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen	Tsd.	Tausend
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.	usw.	und so weiter
GDA	Gas-Druckregelanlage	W <sub>S,N</sub>	oberer Wobbewert bei Normzustand
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage	z. B.	zum Beispiel
GVU	Gasversorgungsunternehmen		
ggfs.	gegebenenfalls		
H <sub>2</sub> O	Wasser (chemische Formel)		
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff (chemische Formel)		



# Glossar

<b>Absorption</b>	ist das Eindringen von Gasen in eine feste oder flüssige Phase durch Diffusion.
<b>Adsorption</b>	ist die Anlagerung von Gasen, Dämpfen und gelösten Stoffen an Grenzflächen einer festen oder flüssigen Phase.
<b>Austauschgase</b>	sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen.
<b>Bestandsgrößenklasse</b>	ist die Einteilung der statistisch erhobenen Tierbestände landwirtschaftlicher Unternehmen nach Klassen vergleichbarer Größen auf der Basis von Großvieheinheiten.
<b>DBV</b>	Deutscher Bauernverband
<b>Deponiegas</b>	In Deponien, die mit Hausmüll oder hausmüllähnlichen Abfällen verfüllt werden, kommt es nach einer gewissen Anlaufzeit zur Gasbildung durch biologische Abbauprozesse. Diese mikrobiologischen Umsetzungs-Prozesse laufen im Deponiekörper unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerob) ab. Hierbei wird die in den eingelagerten Abfällen enthaltene Biomasse, wie sie z. B. in Lebensmittelresten, Speiseabfällen, Grünabfällen, Papier, Stoffen, Hausabfällen etc. vorkommt, durch bakterielle Vorgänge zersetzt. Als Hauptabbauprodukte dieses biologischen Abbauprozesses entstehen Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ). Dieses Gas wird als Deponiegas bezeichnet. Neben diesen Hauptkomponenten können im Deponiegas noch weitere Komponenten in Spuren enthalten sein. Bislang wurden weit über 100 Verbindungen identifiziert, die teilweise Chlor bzw. Fluor enthalten. Prinzipiell lassen sich im Deponiegas Stoffe nachweisen, die entweder durch biochemische Abbauvorgänge oder chemische Reaktionen entstanden sind oder im Deponiekörper zur Ablagerung kamen und entsprechend ihres Dampfdruckes in der Gasphase auftreten /82/.
<b>DVGW</b>	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
<b>Flächengrößenklassen</b>	ist die Einteilung der statistisch erhobenen landwirtschaftlichen Flächen landwirtschaftlicher Unternehmen in Klassen vergleichbarer Größe.
<b>Gase zur Konditionierung</b>	sind Gase oder Gasgemische, die zur Einstellung der brenntechnischen Kenndaten dem Grundgas zugemischt werden.
<b>Gasodorierung</b>	ist das Zumischen von Nutzgas mit einem Warngeruch, der aus schwefelhaltigen oder schwefelfreien Stoffen (Odoriermittel) besteht.
<b>Grundgase</b>	sind die in einem Versorgungsgebiet üblicherweise verteilten Gase.

<b>Gülle-Anlagen</b>	sind in der vorliegenden Studie die Biogasanlagen mit 10 % Anteil nachwachsende Rohstoffe und 90 % Gülle.
<b>industrielle Substrate</b>	sind vergärbare organische Abfälle, die nicht den Bereichen „organischer Hausmüll“ oder den industriellen festen Bioabfällen zugeordnet sind. Dabei ist substratseitig eine Abgrenzung zwischen Substraten und Abwässern nicht möglich. Hinsichtlich der Behandlungsziele und -konzepte besteht hier allerdings ein deutlicher Unterschied: Abwässer werden in der Regel unmittelbar am Entstehungsort behandelt. Dabei steht die Reduzierung der organischen Inhaltsstoffe im Vordergrund. Handelt es sich um transportfähige industrielle Substrate, sind grundsätzlich unterschiedliche Behandlungsoptionen gegeben. Dabei steht vielfach eine möglichst hochwertige Nutzung der Reststoffe (stofflich oder energetisch) im Vordergrund.
<b>Karburierung</b>	ist die Erhöhung des Heiz- oder Brennwertes eines Gases durch Zugabe kohlenstoffreicher Kohlenwasserstoffe.
<b>Kohlen(stoff)dioxid (CO<sub>2</sub>)</b>	ist ein farbloses, unbrennbares und geruchloses Gas. Es ist etwa 1,5 mal schwerer als trockene Luft. Ab einer CO <sub>2</sub> -Konzentration zwischen 4 und 5 % tritt bei Menschen Bewusstlosigkeit auf. Konzentrationen im Bereich von 8 % in der Atemluft können tödlich wirken.
<b>Kondensationspunkt</b>	bezeichnet die Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Stoffen auftreten soll.
<b>Konditionierungsgas</b>	Gas zur Einstellung brenntechnischer Kennwerte.
<b>Konkurrenzfaktoren</b>	Konkurrenz um die vorhandenen Stoffe, Flächenkonkurrenz.
<b>Methan (CH<sub>4</sub>)</b>	ist ein ungiftiges, farbloses, energiereiches Gas, das leichter als Luft ist. In Mischung mit Luft kann es brennbare oder explosionsfähige Gemische bilden.
<b>Mischgas</b>	wird das Gas mit der Zusammensetzung nach Mischerstation (Grundgas mit Konditionierungsgas) bezeichnet.
<b>Nachwachsende Rohstoff-Anlagen</b>	sind in der vorliegenden Studie die Biogasanlagen mit 90 % Anteil nachwachsende Rohstoffe und 10 % Gülle.
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>	Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse (keine Futter- und Lebensmittel). Es handelt sich hierbei i. d. R. um land- und forstwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie Holz, Flachs, Raps, Zuckerstoffe und Stärke aus Rüben, Kartoffeln oder Mais, die nach der Aufbereitung einer weiteren stofflichen oder energetischen Anwendung zugeführt werden /26/.
<b>NPK-Dünger</b>	(Stickstoff, Phosphor, Kalium) Neben den Humuslieferanten (Mist, Kompost, Strohmulch) gibt es eine große Palette an stickstoffhaltigen organischen Düngern, die für den Spezial- und Sonderkulturbetrieb auch wirtschaftlich von Bedeutung sind. Bei der Anwendung sollte stets der hohe Anteil an leichtverwertbarem Stickstoff beachtet werden. Nach dem Düngemittelgesetz werden die organischen Handelsdünger in drei Kategorien eingeteilt organische N-Dünger organische NP-Dünger und organische NPK-Dünger. Diese Dünger weisen Mindestgehalte an Nährstoffen auf.

<b>Potenziale</b>	Das <b>theoretische Potenzial</b> beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region und innerhalb eines bestimmten Zeitraumes physikalisch nutzbare Energieangebot. Es markiert damit die Grenze des theoretisch realisierbaren Beitrages einer regenerativen Energiequelle zur Energiebereitstellung. Ihm kommt zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit erneuerbarer Energien keine praktische Relevanz zu. Das <b>technische Potenzial</b> regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Einschränkungen nutzbar ist. Das <b>erschließbare Potenzial</b> beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer regenerativen Energieform, der unter realistischen Rahmenbedingungen zur Energiegewinnung verfügbar gemacht werden kann. Es ist von einer Reihe technischer, wirtschaftlicher und weiterer Einflüsse abhängig /45/.
<b>Rohgas</b>	ist mit Fremdstoffen beladenes Gas.
<b>Taupunkt</b>	bezeichnet die Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Wasser auftreten soll.
<b>Teilkosten</b>	bedeutet eine Trennung von fixen und variablen Kosten. Es werden zuerst nur die variablen Kosten betrachtet. Dies dient als Entscheidungshilfe bei der Auslegung von zusätzlichen Produktionskapazitäten, wenn die Fixkosten schon durch andere Produkte gedeckt werden.
<b>Vollkosten</b>	sind die gesamten anfallenden Kosten bei der Produktion eines Gutes. Es werden sowohl die fixen als auch die variablen Kosten einbezogen. So können die wirklich anfallenden Kosten auf die Energieerzeugung umgelegt werden.
<b>Zeolithe</b>	Molekularsiebe
<b>Zusatzgase</b>	sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzten Mengen zugeführt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleich bleibendem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.

# Einleitung



Seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und der Novellierung 2004 hat die Erzeugung und Nutzung von Biogas, insbesondere in der Landwirtschaft, erheblich zugenommen. Unterstützt wird diese Entwicklung durch das Marktanzreizprogramm (MAP) des Bundes und diverse Investitionsförderprogramme einiger Bundesländer.

Grundlage für diese Entwicklung ist, dass die Potenziale an organischen Stoffströmen, die sinnvollerweise zur Biogaserzeugung und zur nachhaltigen Energiebereitstellung genutzt werden können, beachtlich sind. Die Biogasnutzung kann damit erheblich zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung beitragen. Dies gilt insbesondere für die Landwirtschaft. Damit liegen Randbedingungen vor, die erwarten lassen, dass die Erzeugung und Nutzung von Biogas weiter ausgebaut werden kann.

Bei vielen Biogasanlagen kann die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) anfallende Wärme aufgrund fehlender Nachfrage am Ort der Biogasgewinnung außer für die Aufrechterhaltung des eigentlichen Gärprozesses oftmals kaum genutzt werden. Dies ist aus Energieeffizienzgründen keine optimale Situation. Hinzu kommt, dass das primäre Ausgangsmaterial für die Biogaserzeugung (z. B. Gülle, Mist, Futterreste etc.), aufgrund der niedrigen Energiedichte, auch aus ökonomischen Gründen kaum problemlos über längere Distanzen transportiert werden kann.

Vor diesem Hintergrund wird in den letzten Jahren eine Öffnung der Gasnetze für die Einspeisung von Biogas diskutiert. Als Vorteil wird u. a. eine bessere Primärenergieausnutzung und damit ein besserer Gesamtwirkungsgrad genannt. Die Realisierung dieser Option wird in dieser Studie umfassend im Hinblick auf technische, rechtliche und wirtschaftliche Voraussetzungen untersucht.

Zuerst erfolgt eine Untersuchung der technischen Möglichkeiten, Biogas zu produzieren, aufzubereiten

und in das Gasnetz einzuspeisen. Schwerpunktmäßig werden die möglichen und die praxisrelevanten Aufbereitungstechniken beschrieben und bewertet.

Daraufhin werden die regionalen Biogas-Potenziale Deutschlands beschrieben.

Um abzuschätzen, welcher Anteil des Biogaspotenzials zur Gaseinspeisung in das Gasnetz in Frage kommt, werden die Gasnetzrestriktionen mit dem Biogas abgeglichen. Zudem werden die Abstände zu den verschiedenen Gasnetzen beschrieben um die bundesweite Flächendeckung des Gasnetzes zu charakterisieren.

Es werden 7 Modell-Biogasanlagen verschiedener Größen und Einsatzstoffe definiert und beschrieben. Diese decken eine praxisnahe Bandbreite von Biogasanlagen, die zur Gaseinspeisung in Frage kommen, ab. Anhand der Wärmegestehungskosten bei der Nutzung von Gas und Holz werden die Kosten der Biogas-Produktion, -Aufbereitung und -Einspeisung in das Gasnetz errechnet. Schließlich werden verschiedene Nutzungsoptionen von Biogas (dezentrale BHKW-Stromproduktion, Einspeisung und zentrale BHKW-Nutzung, Wärmegewinnung und Kraftstoffproduktion) ökonomisch miteinander verglichen.

Abschließend werden die rechtlichen Rahmenbedingungen betrachtet. Es wird der derzeitige Stand der Situation begutachtet. Da zum Abschluss der vorliegenden Studie auf politischer Ebene das Energiewirtschaftsgesetz und die Netzzugangsverordnung überarbeitet werden, werden mögliche Entwicklungen aufgezeigt.

Das Ziel dieses Vorhabens ist die detaillierte Analyse und Bewertung der Rahmenbedingungen und Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, um eine fundierte Grundlage für die Diskussion dieser Thematik zu schaffen.



# Biogasbereitstellung, -aufbereitung, -einspeisung und -transport

Um Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen, sind eine Vielzahl von Verfahrensschritten notwendig. Zunächst wird das Biogas erzeugt. Dies erfolgt durch mikrobielle Fermentation mit bekannten, technisch bewährten Verfahren. Um aus dem gewonnenen Biogas ein energetisch angereichertes und schadstofffreies Gas zu erhalten, sind weitere Verfahrenstechniken notwendig. Dabei werden schädliche Gasbestandteile wie zum Beispiel  $\text{H}_2\text{S}$  oder  $\text{H}_2\text{O}$  und in weiteren Stufen Inertgasbestandteile wie zum Beispiel  $\text{CO}_2$  aus dem Rohgas entfernt. Die angewandten Technologien unterscheiden sich nur im Gasdurchsatz von industriell bereits gängigen Verfahren.

Um das aufbereitete Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind weitere technische Einrichtungen notwendig. Das Gas muss den Erfordernissen entsprechend verdichtet oder entspannt werden und die Gasqualität wird gemessen. Die Vermischung mit dem Erdgas erfordert ggfs. eine entsprechende Misch- und Regelstation. Je nach Einspeisestelle sind technische Einrichtungen zur Odorierung erforderlich.

Im Folgenden werden die Einrichtungen zur Erzeugung, Aufbereitung, Verteilung und Speicherung von Biogas aus fermentativen Prozessen näher betrachtet.

## 2.1 Biogasbereitstellung

In diesem Abschnitt wird der Stand der Technik der Biogasgewinnung detailliert erläutert. Auf der Basis dieser Ausführungen und der in der Praxis üblichen Biogasanlagen bzw. erwarteter zukünftiger Anlagenentwicklungen werden anschließend Modellanlagen definiert (Kapitel 5.2), an denen im weiteren die Wirtschaftlichkeits-Analysen durchgeführt werden. Diese Modellanlagen sind in ihrer Dimensionierung auf die Gasaufbereitungs- und Einspeise-Technik ausgelegt.

Die Produktion von Biogas ist mittlerweile eine ausgereifte Technologie. Da sich die Rahmenbedingungen der Biogaserzeugung in den letzten Jahren ständig geändert haben (Inputmaterialien, gesetzliche Regelungen, Vergütungen) und prinzipiell verschiedene Verfahren zur anaeroben Fermentation möglich sind, ist eine Vielfalt technischer Lösungen möglich. Die üblichen Lösungen werden in diesem Kapitel vorgestellt.

### 2.1.1 Grundlagen der anaeroben Vergärung

Um ein Grundverständnis für den Vergärungsprozess zu vermitteln, werden nachfolgend kurz die biologischen Grundlagen, die Möglichkeiten der technischen Umsetzung und die Besonderheiten bei der Nutzung des produzierten Biogases erläutert.

#### 2.1.1.1 Biogaserzeugung

Biogas wird durch Mikroorganismen in einer anaeroben Stoffwechselkette gebildet. Daher muss bei der Betrachtung der Biogasgewinnung immer berücksichtigt werden, dass der Erfolg des Einsatzes von Anaerobverfahren immer von der Lebenstätigkeit von Mikroorganismen abhängt und damit gewährleistet werden muss, dass diesen Mikroorganismen immer möglichst günstige Lebensbedingungen geboten werden.

Nach heutigem Wissensstand läuft der Vergärungsprozess prinzipiell in vier voneinander abhängigen Stufen ab, die jeweils durch die Anwesenheit von speziellen Bakterienstämmen gekennzeichnet sind.

In der **Hydrolysephase** werden langkettige organische Verbindungen (Polymere) durch Exoenzyme gespalten. Da hierbei feste Substanzen in Lösung gehen, nennt man diesen Schritt auch Verflüssigung bzw. Hydrolyse. Bei den entstehenden Produkten handelt es sich um niedermolekulare Verbindungen

(Monomere und Dimere). Die Mono- und Dimere werden in der **Versäuerungsphase** durch strikt und/oder fakultativ anaerobe acidogene Bakterien zu kurzkettigen Fettsäuren sowie zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid abgebaut. In der **Essigsäurephase** werden die Stoffwechselprodukte, die nicht bereits von den in dieser Phase ebenfalls anwesenden Methanbakterien umgesetzt werden konnten, von acetogenen Bakterien zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid

abgebaut. In der **Methanbildungsphase** wird durch anaerobe, so genannte methanogene Bakterien aus den in den vorangegangenen Phasen gebildeten Produkten mit Hilfe molekularen Wasserstoffs Methan gebildet.

Abbildung 2-1 zeigt den Ablauf der anaeroben Vergärung organischer Substrate in vereinfachter Form.

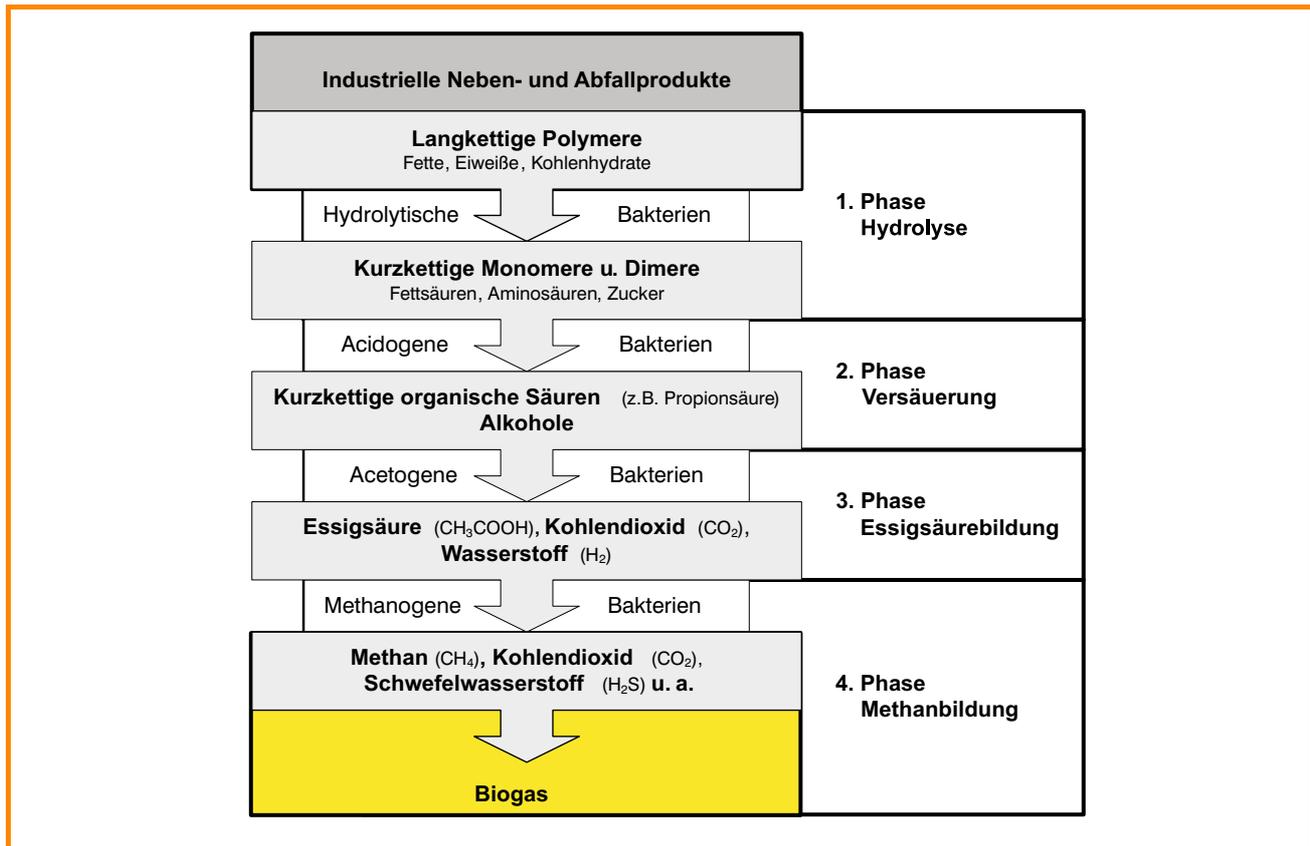


Abb. 2-1: Schematisierter Ablauf der anaeroben Vergärung /26/

### 2.1.1.2 Prozessstufen

Die technische Umsetzung der Vergärung und Biogasgewinnung orientiert sich zwangsläufig an den biologischen Grundlagen dieses anaeroben Vergärungsprozesses. Dabei kommen, im Wesentlichen in Abhängigkeit der Eigenschaften der eingesetzten Substrate, verschiedene Technologien zum Einsatz. Trotzdem gibt es einen grundsätzlichen Verfahrensablauf, so dass sich alle Biogasanlagen hinsichtlich ihres systemtechnischen Aufbaus ähneln.

Eine Biogasanlage unterteilt sich grundsätzlich in vier Prozessstufen. In der ersten Stufe wird das Substrat bereitgestellt, gelagert, je nach Anforderungen

aufbereitet und in den Fermenter eingebracht. Als zweite Stufe folgt jeweils der eigentliche anaerobe Vergärungsprozess im Fermenter. Die dritte Stufe beinhaltet die Gasaufbereitung und die Gasnutzung. Als vierte Stufe, quasi parallel zur dritten, folgt die Lagerung, Verwertung und/oder Nutzung der Gärreste. Abbildung 2-2 zeigt den Verlauf und die Zusammenhänge der vier Prozessstufen und die dabei jeweils ablaufenden verfahrenstechnischen Vorgänge.

### 2.1.2 Vor- und Aufbereitung der Substrate

Die auf dem Weg der verschiedenen Substrate in den Biogasfermenter notwendigen Schritte werden unter

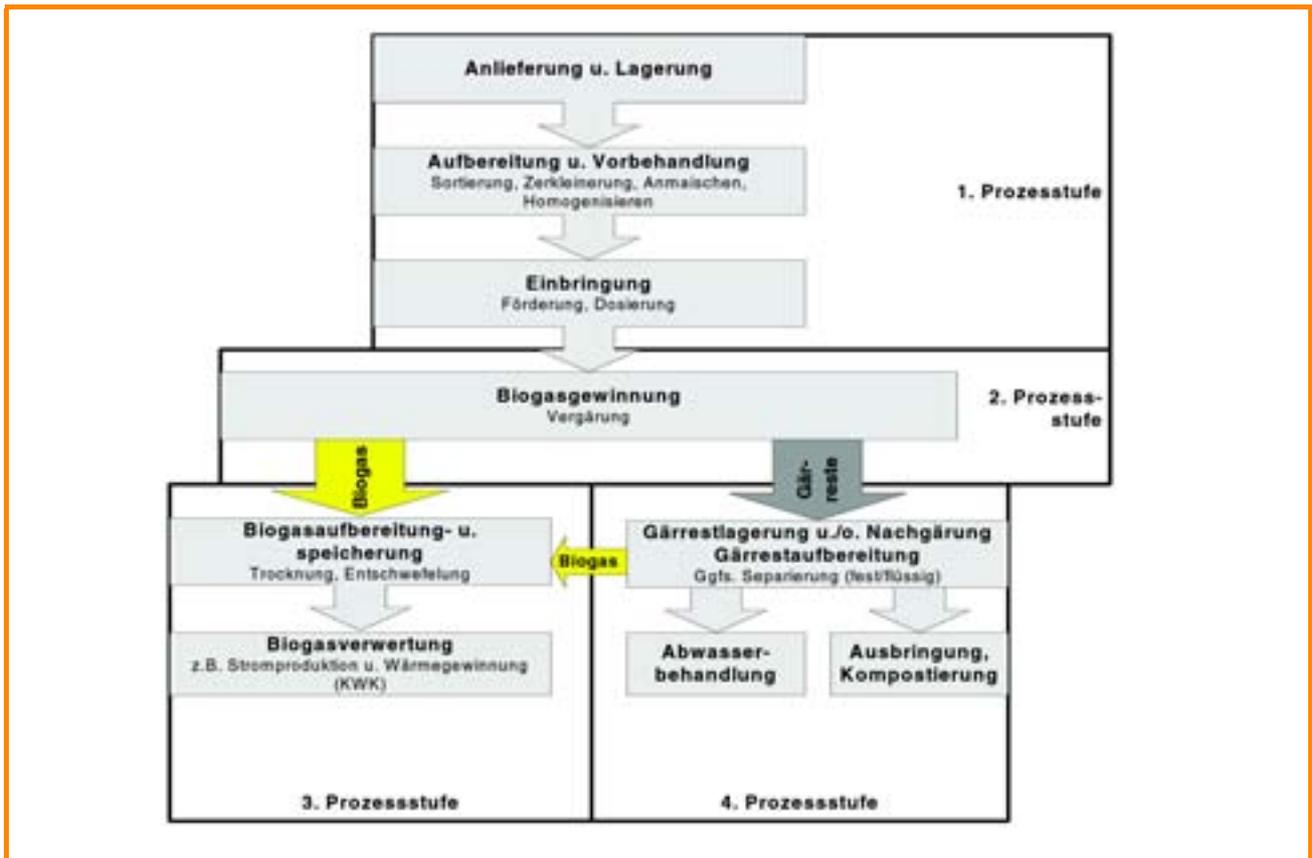


Abb. 2-2: Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung [26]

dem Oberbegriff Substrathandling zusammengefasst. Im Einzelnen umfasst das Substrathandling die Anlieferung, die Lagerung, die Aufbereitung, den Transport und die Einbringung der Substrate.

### 2.1.2.1 Lagerung

Substratlager dienen in erster Linie dazu, Schwankungen bei der Bereitstellung und Anlieferung der verschiedenen Substrate und Kosubstrate auszugleichen. Dies ist insbesondere bei Anlagen von Bedeutung, die nachwachsende Rohstoffe als Betriebsmaterial verwenden. In der Regel werden diese ein oder zwei mal im Jahr geerntet, während sie im Betrieb der Biogasanlage täglich zur Verfügung stehen müssen. Die Gestaltung der Lager ist von den verwendeten Substraten abhängig. Die für die Lager benötigte Fläche richtet sich nach den zu erwartenden Stoffmengen und den auszugleichenden Zeiträumen. Werden betriebsfremde Kosubstrate verwendet, spielen vertragliche Bedingungen wie Abnahmemenge und Häufigkeit der Lieferung eine Rolle. Werden hygienisch bedenkliche Kosubstrate aus z. B. industrieller Herkunft verwendet, ist auf eine strikte Abtrennung der Annahmestation vom landwirtschaftlichen Betrieb zu

achten. Es darf keine Vermischung von hygienisch bedenklichem und unbedenklichem Substrat vor dem Durchlauf durch die Hygienisierungseinrichtung möglich sein. Zur Minimierung von Gerüchen, aber auch aus praktischen Gesichtspunkten sollte die Annahme, Lagerung und Aufbereitung der Substrate in Hallen, deren Abluft über Biofilter gereinigt wird, durchgeführt werden. So ist die Technik geschützt und Bedien- sowie Kontrollarbeiten können witterungsunabhängig durchgeführt werden. Die Besonderheiten sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

### 2.1.2.2 Aufbereitung

Art und Umfang der Substrataufbereitung beeinflussen den Ablauf des Gärprozesses und damit die Ausnutzung des energetischen Potenziales der verwendeten Substrate. Ziel der Aufbereitung muss es sein, auf der einen Seite gesetzlichen Ansprüchen wie der Hygienisierung und auf der anderen Seite den Mikroorganismen als Erzeuger des Methans, also des beabsichtigten Produktes, weitestgehend gerecht zu werden. In der Substrataufbereitung liegt eines der beiden großen Potenziale der Optimierung der Gesamtanlage.

Tabelle 2-1: Lagerung von Substraten vor der Vergärung

Dimensionierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abhängig von: Substrataufkommen, Fermenterleistung, auszugleichenden Lieferzeiträumen, Flächenausstattung und Ertrag bei Kosubstraten, Lieferverträgen bei betriebsfremden Substraten.</li> <li>• Betriebsstörungen müssen abgefangen werden können.</li> </ul>
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bei nachwachsenden Rohstoffen, die auf Stilllegungsflächen angebaut wurden, ist eine Denaturierung durchzuführen.</li> <li>• Es sollte das Einfrieren von technischen Einrichtungen bei der Lagerung vermieden werden, beispielsweise durch Aufstellung von Lagertanks in Hallen oder Nutzung von Gruben unter Geländeniveau.</li> <li>• Abbauprozesse, die den Gasertrag mindern, sollten vermieden werden.</li> <li>• Vermischung von hygienisch bedenklichen und hygienisch unbedenklichen Substraten muss vermieden werden.</li> <li>• Geruchsentwicklung sollte durch bauliche Maßnahmen minimiert werden.</li> </ul>
Bauformen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In der Landwirtschaft übliche Lager als Fahrsilo oder Grube, für flüssige Substrate Tanks.</li> <li>• Vorgruben können als kurzfristige Lager bis zu circa drei Tagen genutzt werden.</li> </ul>
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In der Regel sind Lager vorhanden, für Neubauten muss der Preis in Abhängigkeit der Vielzahl der oben genannten Einflussgrößen für den Einzelfall ermittelt werden. Bei der Verwendung von NaWaRo sind i. d. R. Lagerkapazitäten zu schaffen.</li> </ul>

### Sortierung und Störstoffabtrennung

Die Notwendigkeit einer Sortierung und Störstoffabtrennung hängt von der Herkunft und Zusammensetzung des Substrates ab. Steine, die den am häufigsten auftretenden Störstoff darstellen, werden meist in der Vorgrube abgetrennt, von deren Boden sie von Zeit zu Zeit entnommen werden müssen. Andere Störstoffe werden manuell bei der Substratanlieferung oder der Befüllung der Beschickungseinrichtungen aussortiert. Das größte Störstoffpotenzial haben Bioabfälle. Falls sie als Kosubstrat in der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung eingesetzt werden, stellt eine manuelle Störstoffabscheidung in einer abschließbaren Kabine mit arbeitsplatznaher Luftabsaugung am Förderband den Stand der Technik dar.

### Hygienisierung

Um die gesetzlich vorgeschriebenen Kriterien für einige aus Sicht der Seuchen- und Phytohygiene kritischen Stoffgruppen zu erfüllen, ist es unter Umständen notwendig, eine thermische Vorbehandlung in die Biogasanlage zu integrieren. Die Vorbehandlung erfolgt durch Erwärmung der Stoffe auf eine Temperatur von 70 °C bei mindestens einer Stunde Verweilzeit. Da die Größen der zur Hygienisierung verwendeten Behälter und der Energieaufwand von der Durchsatzmenge abhängen, wird die Hygienisierung in der Regel vor der Einbringung bedenklicher Kosubstrate in den Fermenter durchgeführt. So ist es möglich, nur die bedenklichen Stoffe zu hygienisieren und damit die Hygienestufe wirtschaftlicher zu dimensionieren. Die Stoffe werden außerdem thermisch aufgeschlossen und sind dadurch besser vergärbare.

### Zerkleinerung

Die Substratzerkleinerung erschließt Substratoberflächen für den biologischen Abbau und damit auch für die Methanproduktion. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass mit einem höheren Zerkleinerungsgrad die Geschwindigkeit des biologischen Abbaus, aber nicht zwingend die Gasausbeute steigt. Die Methanproduktion folgt unter anderem aus dem Zusammenspiel von Aufenthaltszeit und Zerkleinerungsgrad. Daher muss großer Wert auf den richtigen Technikeinsatz gelegt werden.

Einige pumpfähige Substrate müssen vor dem Durchlauf durch die Beschickungseinrichtung zerkleinert werden, um deren Funktion nicht zu gefährden. Die Zerkleinerung wird entweder vor Aufgabe der Substrate in die Vorgrube, in der Vorgrube, in der Pumpleitung vor der Förderpumpe oder direkt in der Fördereinrichtung durchgeführt.

Unterschieden werden kann in:

- Zerkleinerungsaggregate bei der direkten Feststoffdosierung (besonders für NaWaRo)
- Zerkleinerungsaggregate vor Aufgabe des Substrates in die Vorgrube
- Zerkleinerungsrührwerke in der Vorgrube
- Zerkleinerungsaggregate in der Förderleitung
- Zerkleinerungsaggregate, die mit der Fördertechnik eine Einheit bilden.

### Anmaischen, Homogenisieren

Das Anmaischen von Substraten ist wichtig, um in der Nassvergärung pumpfähige Substrate durch Erhöhung des Wassergehaltes herzustellen und diese dann in den Fermenter zu fördern. Es erfolgt in der Regel in der Vorgrube kurz vor Einbringung des Sub-





strates in den Gärprozess. Als Flüssigkeit zum Anmischen werden je nach Verfügbarkeit Gülle, bereits vergorene Biogasgülle, Prozesswasser oder im Ausnahmefall auch Frischwasser genutzt. Die Anwendung bereits vergorener Biogasgülle kann die Frischwasserbedarfe senken und hat den Vorteil, dass das Substrat bereits vor Erreichen des Fermenters mit den Bakterien des Gärprozesses angeimpft wird.

Die Homogenität der zugeführten Substrate ist für die Stabilität des Vergärungsprozesses von hoher Bedeutung. Bei stark schwankender Belastung und wechselnder Substratzusammensetzung müssen die Mikroorganismen sich an die veränderten Bedingungen anpassen, was meist mit einer Einbuße bei der Gasausbeute verbunden ist. Die Homogenisierung pumpfähiger Substrate wird meist in der Vorgrube mit Rührwerken durchgeführt. Die Vermischung entspricht in etwa den Systemen der voll durchmischten Fermenter.

### 2.1.2.3 Substrattransport und -einbringung

Für einen stabilen Gärprozess ist aus prozessbiologischer Sicht ein kontinuierlicher Substratstrom durch die Biogasanlage der Idealfall. Da dieser in der Praxis kaum realisiert werden kann, ist eine quasikontinuierliche Zugabe des Substrates in den Fermenter der Regelfall. Die Zugabe des Substrates erfolgt in mehreren Chargen über den Tag verteilt. Daraus folgend werden alle Aggregate, die für den Substrattransport notwendig sind, nicht kontinuierlich betrieben. Dies spielt für die Auslegung eine sehr große Rolle.

Die Anlagentechnik für den Transport und die Einbringung hängt im Wesentlichen von der Beschaffenheit des Substrates ab. Es muss zwischen Technik für pumpfähige und stapelbare Substrate unterschieden werden.

Bei der Einbringung der Substrate ist deren Temperatur zu beachten. Bei großen Differenzen zwischen Material- und Fermentertemperatur (beispielsweise bei Einbringung nach einer Hygienisierungsstufe oder im Winter) wird die Prozessbiologie stark gestört, was zur Verminderung des Gasertrages führen kann. Als technische Lösungen werden hier zuweilen Wärmeübertrager und beheizte Vorgruben angewendet.

#### Transport pumpfähiger Substrate

Zum Transport pumpfähiger Substrate innerhalb der Biogasanlage werden hauptsächlich über Elektromotoren angetriebene Pumpen verwendet. Sie können über Zeitschaltuhren oder Prozessrechner angesteuert

werden, wodurch der Gesamtprozess ganz oder teilweise automatisiert werden kann. In vielen Fällen wird der gesamte Substrattransport innerhalb der Biogasanlage über ein oder zwei zentral in einem Pump- oder Steuerhaus positionierte Pumpen realisiert. Die Verlegung der benötigten Rohrleitungen erfolgt dann so, dass alle eintretenden Betriebsfälle (z. B. Beschicken, vollständiges Entleeren von Behältern, Havariefälle etc.) über gut zugängliche oder automatische Schieber gesteuert werden können.

#### Transport von stapelbaren Substraten

Stapelbare Substrate müssen in der Nassvergärung bis zur Materialeinbringung bzw. bis zur Anmischung transportiert werden. Die meisten Wege werden mit einem üblichen Lader zurückgelegt. Erst für die automatisierte Beschickung werden Kratzböden, Overhead-Schubstangen und Förderschnecken eingesetzt. Kratzböden und Overhead-Schubstangen sind in der Lage, nahezu alle stapelbaren Substrate horizontal oder mit einer leichten Steigung zu fördern. Sie können jedoch nicht für die Dosierung verwendet werden. Sie ermöglichen die Anwendung von sehr großen Vorlagebehältern. Förderschnecken können stapelbare Substrate in nahezu alle Richtungen transportieren. Vorbedingung ist hier nur die Freiheit von großen Steinen und die Zerkleinerung des Substrates, dass es von der Schnecke ergriffen werden kann und in die Schneckenwindungen passt. Automatische Fördersysteme für stapelbare Substrate stellen in der Regel eine Einheit mit den Einbringungsaggregaten an der Biogasanlage dar.

#### Einbringung pumpfähiger Substrate

Pumpfähige Substrate werden in der Regel über in den Boden eingelassene substratdichte Vorgruben aus Beton, in denen die anfallende Gülle zwischengespeichert und homogenisiert wird, eingebracht. Die Vorgruben, die auch als Anmischbehälter bezeichnet werden, sollten so ausgelegt sein, dass mindestens ein bis zwei Tagesmengen in ihnen gespeichert werden können. Häufig werden vorhandene Güllesammelgruben im landwirtschaftlichen Betrieb genutzt.

Verfügt die Biogasanlage nicht über eine getrennte Zugabemöglichkeit zur Direkteinbringung von Kosubstraten, werden auch stapelbare Substrate in der Vorgrube gemischt, zerkleinert, homogenisiert und wenn nötig zur Herstellung pumpfähiger Gemische angemaischt. Aus diesem Grund sind Vorgruben mit Rührwerken, wenn nötig in Kombination mit Reiß- und Schneidwerkzeugen zur Zerkleinerung der Substrate, ausgestattet. Werden störfstoffhaltige Substrate

verarbeitet dient die Vorgrube auch zur Abtrennung von Steinen und Sinkschichten, sie können z. B. mittels Kratzböden und Förderschnecken konzentriert und ausgetragen werden. Zur Vermeidung von Geruchsemissionen sollten Vorgruben abgedeckt werden.

### Einbringung von stapelbaren Substraten

Durch die Einbringung von stapelbaren Substraten in die Vorgrube und die damit verbundenen Probleme kann eine kontinuierliche und automatisierte Einbringung der Substrate in den Vergärungsprozess erschwert werden und ein erhöhter Arbeitsaufwand die Folge sein. Aus diesen Gründen werden Feststoffe meist unter Umgehung der Vorgrube direkt in den Fermenter eingebracht. Kofermente können so unabhängig von der Gülle und in regelmäßigen Abständen eingespeist werden. Außerdem ist es möglich, den Trockensubstanzgehalt im Fermenter zu erhöhen und damit die Biogasausbeute zu verbessern.

### 2.1.3 Biogaserzeugung durch Fermentation

Das Biogas wird durch Vergärung der Substrate in Fermentern gewonnen. Der Fermenter ist, inklusive dazu gehöriger Peripherie, das eigentliche Kernstück der Biogasanlage. Die verschiedenen Ausführungen der Fermenter werden hinsichtlich Materialien und Bauweise häufig von landwirtschaftlichen Güllelagern abgeleitet und an die spezifischen Anforderungen der Biogastechnik angepasst. Substratmenge und die gewählte hydraulischen Verweilzeit bestimmen das Volumen der Fermenter. Abhängig von den zur Verfügung stehenden Substraten, dem gewählten Gärverfahren und den örtlichen Gegebenheiten können Fermenter unterschiedlich ausgeführt werden. Unabhängig von ihrer Ausführung müssen Fermenter einige Grundvoraussetzungen erfüllen, sie müssen:

- gas- und flüssigkeitsdicht sein,
- die Möglichkeit besitzen, die erforderliche Prozesstemperatur durch Wärmeeintrag (Heizung) zur Verfügung zu stellen,
- Wärmeverluste und Temperaturschwankungen z. B. durch Wärmeisolierung verhindern,
- eine Möglichkeit zur Durchmischung des Substrates besitzen, um Temperaturgefälle, Schwimm- und Sinkschichtenbildung, ein Gefälle der Nährstoffkonzentration im Substrat und eine schlechte Ausgasung des Substrates zu vermeiden sowie die Homogenisierung des Substrates sicherzustellen,
- Einrichtungen oder Möglichkeiten zur Sedimentaustragung besitzen,

- Einrichtungen zur Ableitung des gewonnenen Biogases besitzen und
- Mess-, Steuerungs-, und Regeltechnik zur Überwachung und Steuerung von Gärprozess und Hygienisierung, sowie Möglichkeiten zur Probenahme aus dem Fermenter besitzen.

Daneben gehören Schaugläser mit Reinigungsanlagen zur Sichtprüfung des Gärprozesses und Revisions-schächte für möglich anfallende Wartungs- und Reparaturarbeiten zur Ausstattung der Fermenter. Des Weiteren sind Sicherheitsarmaturen sowie Über- und Unterdrucksicherungen zur Einhaltung vorgeschriebener Sicherheitsregeln vorzusehen.

Neben den technischen und baulichen Anforderungen werden zusätzliche Anforderungen an verwendete Baumaterialien gestellt. So sollte darauf geachtet werden, dass die verwendeten Materialien für das im Fermenter herrschende Milieu geeignet sind. Als besonders problematisch haben sich die Übergangszone vom Flüssigkeitsspiegel zum Gasraum und der Gasraum selbst herauskristallisiert. Hier ist es notwendig, nur Materialien einzusetzen, die gegen Säuren und Korrosion resistent sind.

#### 2.1.3.1 Fermenterbauformen

Aufgrund der Verfahrensweise weisen Fermenter für die Nass- und Trockenfermentation grundsätzliche Unterschiede auf.

#### Nassvergärung

Die Nassvergärung wird in mit Tanks vergleichbaren Behältern durchgeführt. Prinzipiell wird zwischen liegenden und stehenden Fermentern unterschieden.

**Liegende Fermenter** haben eine zylindrische Form (vgl. Abbildung 2-3) und sind hinsichtlich ihres Volumens begrenzt (bis ca. 800 m<sup>3</sup>), da sie häufig nicht vor Ort gefertigt werden. Der dadurch notwendige Transport der Fermenter zu ihrem Einsatzort ist jedoch nur bis zu einer gewissen Behältergröße möglich. Häufig werden sie als Stahltanks ausgeführt und kommen als Hauptfermenter für kleinere Anlagen oder als Vorfermenter für größere Anlagen mit stehenden Hauptfermentern in Frage. Liegende Fermenter werden auch parallel betrieben, um größere Durchsatzmengen zu realisieren.

Weil liegende Behälter in der Regel um ein mehrfaches länger als hoch sind, stellt sich automatisch die so genannte Pfropfendurchströmung ein. Das Substrat wandert hierbei langsam von der Eintrags- zur Austragsseite, wobei sich ein Pfropfen bildet, der durch den Fermenter strömt. Die Möglichkeit, nicht



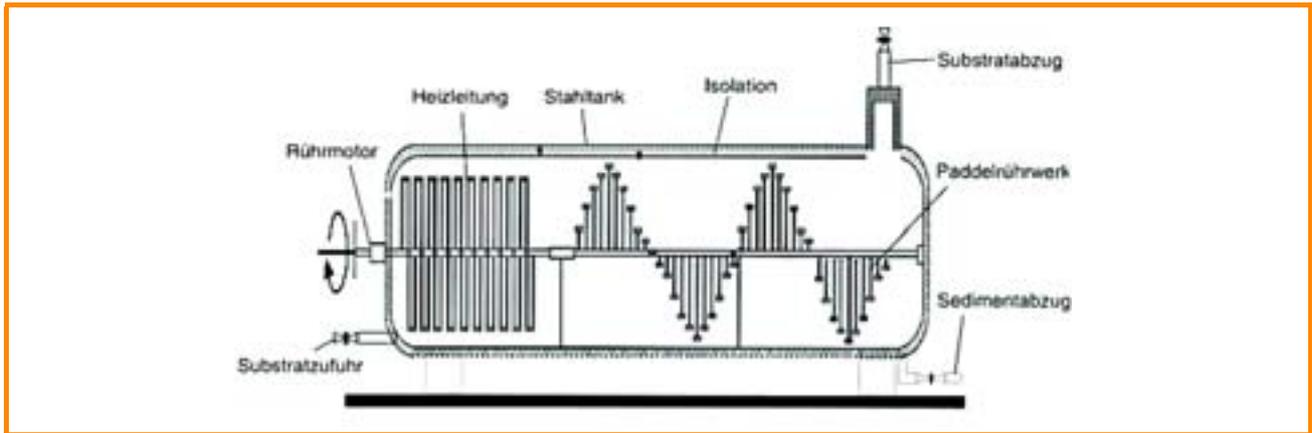


Abb. 2-3: Liegender Tankfermenter mit Paddelrührwerk [26]

Tabelle 2-2: Kennwerte und Einsatzparameter von stehenden Fermentern [26]

Kennwerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Material: Stahlbeton, Stahl und Edelstahl</li> <li>• Volumen: theoretisch unbegrenzt, bis 30.000 m<sup>3</sup> möglich, aber meist nicht größer als 6.000 m<sup>3</sup> da sich größere Fermenter schwierig durchmischen lassen</li> </ul>
Eignung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle Substrattypen, die Anpassung der technischen Aggregate bestimmt die Eignung</li> </ul>
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Günstiges Oberflächen-Volumen-Verhältnis, damit geringe Wärmeverluste</li> </ul>
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei volldurchmischten Reaktoren besteht die Gefahr der Kurzschlussströmung</li> <li>• es können Schwimm- und Sinkschichten entstehen</li> </ul>
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• der Reaktor muss gasdicht ausgeführt werden</li> <li>• eine Dachneigung aufgrund der möglichen Schneelast ist empfehlenswert</li> <li>• Baugrund muss sehr tragfähig sein, da keine Setzungen auftreten sollten</li> <li>• Öffnungen für alle anzuschließenden Aggregate und Rohrleitungen sind vorzusehen</li> <li>• der Boden kann mit Gefälle zum Zentrum oder zum Rand hergestellt werden, um einen effektiven Sedimentaustrag zu ermöglichen</li> <li>• zur Sicherheit muss ein Überdruckventil für den Gasraum installiert werden</li> </ul>
Bauformen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unterirdisch mit ebenerdigem befahrbarem Dach, teilweise in der Erde versenkt oder auf dem Boden stehend</li> <li>• mit fester Betondecke oder Decke als Gasmembran mit oder ohne Wetterschutzdach</li> <li>• volldurchmischt oder Sonderbauform als Pfropfenstromreaktor</li> </ul>
Wartung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• es ist mindestens ein Mannloch vorzusehen, um den Reaktor im Havariefall begehen zu können</li> <li>• Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden</li> </ul>

ausgegorenes Substrat ungewollt aus dem Fermenter auszutragen, wird dadurch verringert und die Aufenthaltszeit kann für das gesamte Material mit höherer Sicherheit gewährleistet werden.

**Stehende Fermenter** sind überwiegend als Rundbehälter ausgeführt und werden vor Ort erstellt. Sie können vollständig durchmischt (Rührkesselprinzip) oder als Pfropfenstromreaktor betrieben werden. Stehende Fermenter sind die in der Praxis vornehmlich ausgeführten Fermenter. Kennwerte stehender Fermenter zeigt Tabelle 2-2, ein Beispiel veranschaulicht Abbildung 2-4.

### Trockenvergärung

Die konstruktive Ausführung der Trockenfermentationsverfahren ist sehr verschiedenartig. Aus diesem Grund werden in Tabelle 2-3 die allgemein notwendigen Randbedingungen und die zu beachtenden Kennwerte für Fermenter zur Trockenfermentation erwähnt.

#### 2.1.3.2 Konstruktion der Fermenter (Naßvergärung)

Die Fermenter bestehen im Wesentlichen aus einem Behälter, der wärmegeklämmt errichtet wird, einem Heizsystem, Mischaggregaten und Austragssystemen für Sedimente und das vergorene Substrat.

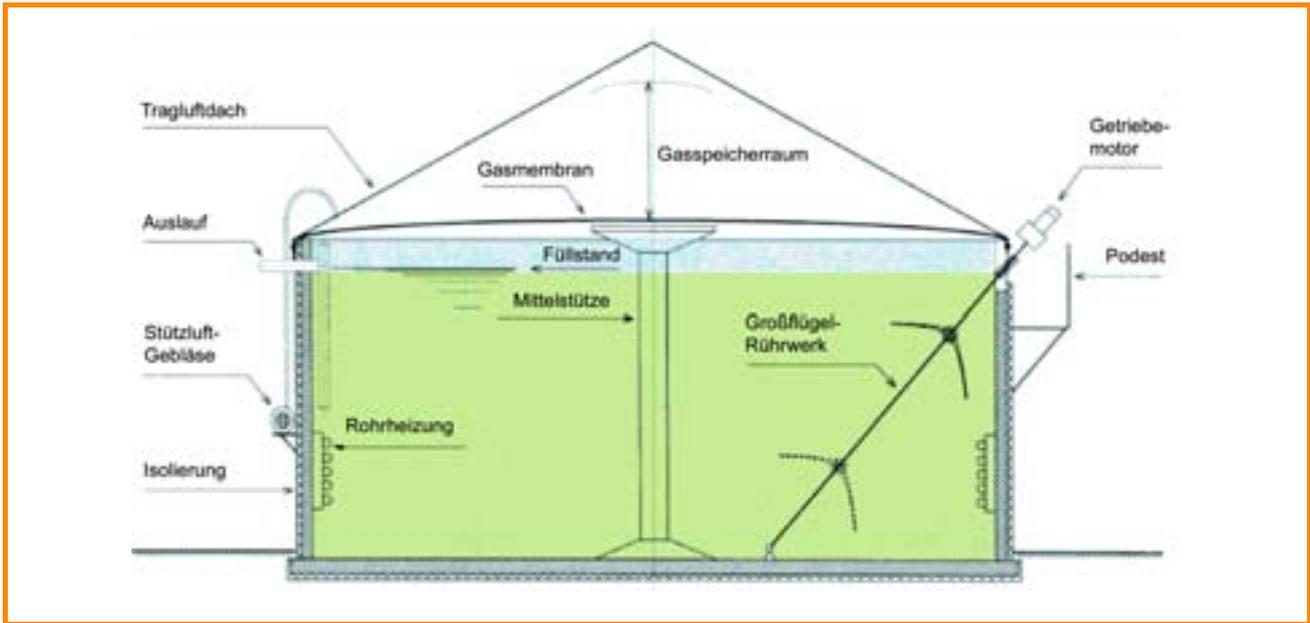


Abb. 2-4: Stehender Fermenter mit Einbauten; Bild: Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH

Tabelle 2-3: Kennwerte und Einsatzparameter von Trockenfermentationsbehältern [26]

Kennwerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mehrere Module um die Biogasproduktion zu vergleichmäßigen und um größere Fermentervolumina zu realisieren</li> </ul>
Eignung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stapelbare Substrate</li> </ul>
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• effektive Raumauslastung durch hohen Trockensubstanzgehalt</li> <li>• dadurch geringe Investitionskosten und geringer Platzbedarf</li> </ul>
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei nicht durchmischten Reaktoren Behinderung der Ausgasung durch Setzung</li> <li>• Gefahr der Zonenbildung mit zu hohen oder zu niedrigen Wassergehalten</li> <li>• Gefahr der Bildung von Versäuerungszonen ohne Methanproduktion</li> <li>• bei Batchverfahren ungleichmäßige Gasproduktion</li> </ul>
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• der Reaktor muss gasdicht ausgeführt werden, dies gilt besonders für Beschickungs- und Entnahmeöffnungen</li> <li>• Beschickung und Entnahme müssen ohne die Gefahr der Beschädigung von Dichtungen oder anderen Fermentereinrichtungen möglich sein</li> <li>• zur Sicherheit muss ein Überdruckventil für den Gasraum installiert werden</li> </ul>
Bauformen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garagen-Fermenter</li> <li>• Boxen-Fermenter</li> <li>• Folienschlauch-Fermenter</li> </ul>
Wartung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei geschlossenen Fermentern ist mindestens ein Mannloch vorzusehen, um den Reaktor im Havariefall begehen zu können</li> <li>• Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden</li> </ul>

**Behälterkonstruktion**

Fermenter werden entweder aus Stahl, Edelstahl oder Stahlbeton konstruiert.

**Stahlbeton** wird durch Wassersättigung ausreichend gasdicht, wobei die dafür benötigte Feuchte in Substrat und Biogas enthalten ist. Die Fermenter werden vor Ort aus Beton gegossen oder, wenn auch seltener, aus Fertigteilen zusammengesetzt. Bei Betonbehältern besteht die Möglichkeit, wenn dies die Untergrundbeschaffenheit zulässt, sie ganz oder teil-

weise in den Boden abzusenken. Die Behälterdecke kann aus Beton, bei abgesenkten Behältern auch befahrbar, ausgeführt sein, wobei das Biogas in einem externen Gasspeicher gespeichert wird. Soll der Fermenter gleichzeitig als Gasspeicher dienen, kommen gasdichte Foliendächer zum Einsatz. Ab einer gewissen Behältergröße ist es notwendig, bei Betondecken Mittelstützen zu verwenden.

Behälter aus **Stahl und Edelstahl** werden auf ein Betonfundament gesetzt, mit dem sie verbunden wer-





den. Zum Einsatz kommen gewickelte Blechbahnen und verschweißte oder verschraubte Stahlplatten. Die Verschraubungen müssen anschließend abgedichtet werden. Stahlfermenter werden immer überirdisch hergestellt. In der Regel wird die Dachkonstruktion als Gasspeicher verwendet und mit einer gasdichten Folie gearbeitet.

### Wärmedämmung des Fermenters

Um Wärmeverluste zu verringern, müssen die Fermenter zusätzlich mit Wärmedämmmaterial versehen werden. Zur Wärmedämmung können handelsübliche Materialien verwendet werden, die je nach Einsatzbereich (Bodennähe usw.) unterschiedliche Eigenschaften haben sollten

### Fermenterheizung

Um einen optimalen Vergärungsprozess sicherzustellen, muss eine gleichmäßige Temperatur im Fermenter vorherrschen. Hierbei ist nicht die Einhaltung der vorgegebenen Temperatur auf ein zehntel Grad genau ausschlaggebend, sondern dass Temperaturschwankungen gering gehalten werden. Das betrifft sowohl zeitliche Temperaturschwankungen als auch die Temperaturverteilung in verschiedenen Fermenterbereichen. Starke Schwankungen und die Über- bzw. Unterschreitung bestimmter Temperaturwerte können zur Hemmung des Gärprozesses oder im schlimmsten Fall zum Erliegen des Prozesses führen. Die Ursachen für Temperaturschwankungen können vielschichtig sein:

- Zufuhr von Frischsubstrat
- Temperaturschichten- oder Temperaturzonenbildung aufgrund unzureichender Wärmedämmung, ineffektiver oder falsch dimensionierter Heizung, unzureichender Durchmischung
- Lage der Heizungen
- Extremaußentemperaturen in Sommer und Winter
- Ausfall von Aggregat.

Zur Bereitstellung der benötigten Prozesstemperaturen und zum Ausgleich von Wärmeverlusten muss das Substrat erwärmt werden, was durch externe oder durch in den Fermenter integrierte Wärmeübertrager bzw. Heizungen geschehen kann.

Im Fermenter **integrierte Heizungen** erwärmen das Gärsubstrat im Fermenter.

**Externe Wärmeübertrager** erwärmen das Gärsubstrat vor dem Eintrag in den Fermenter, wodurch es bereits vorgewärmt in den Fermenter gelangt. So können Temperaturschwankungen bei der Substrateinbringung vermieden werden. Bei Einsatz von externen Wärmeübertragern muss entweder eine

kontinuierliche Substratumwälzung durch den Wärmeübertrager realisiert werden oder es kann auf eine zusätzliche interne Heizung im Fermenter nicht verzichtet werden, um eine konstante Fermentertemperatur aufrechtzuerhalten.

### Mischaggregate

Eine gute Durchmischung des Fermenterinhalt muss aus mehreren Gründen gewährleistet sein:

- vermischen von frischem und ausgefaultem Substrat, wodurch das frische Substrat angeimpft wird,
- eine gleichmäßige Verteilung von Wärme und Nährstoffen innerhalb des Fermenters,
- die Vermeidung und Zerstörung von Sink- und Schwimmschichten,
- ein gutes Ausgasen des Biogases aus dem Gärsubstrat.

Eine minimale Durchmischung des Gärsubstrates findet durch das Einbringen von Frischsubstrat, thermische Konvektionströmungen und das Aufsteigen von Gasblasen statt. Diese passive Durchmischung ist allerdings nicht ausreichend, weshalb der Durchmischungsprozess aktiv unterstützt werden muss.

Das Durchmischen kann durch mechanische Einrichtungen im Faulbehälter wie z. B. Rührwerke, hydraulisch durch außerhalb des Fermenters angeordnete Pumpen oder pneumatisch durch Einblasung von Biogas in den Fermenter durchgeführt werden.

Die beiden letztgenannten Möglichkeiten spielen eine eher untergeordnete Rolle. In Deutschland werden in etwa 85 bis 90 % der Anlagen mechanische Einrichtungen bzw. Rührwerke eingesetzt.

### Mechanische Durchmischung

Die mechanische Durchmischung des Gärsubstrates wird durch Verwendung von Rührwerken realisiert. Unterschieden werden kann zwischen

- schnell laufenden und intensiv wirkenden Rührwerken,
- mittelschnell laufenden Rührwerken,
- langsam laufenden Rührwerken.

Die Rührwerke werden in Dauer- oder Intervallbetrieb betrieben. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Rührintervalle an die spezifischen Eigenschaften jeder Biogasanlage, wie Substrateigenschaften, Behältergrößen, Neigung zur Schwimmdeckenbildung usw. empirisch optimiert werden müssen. Nachdem die Anlage in Betrieb genommen wurde, wird sicherheits halber länger und häufiger gerührt. Die gemachten Erfahrungen werden dann zur Optimierung der Dauer und Häufigkeit der Intervalle sowie der Einstellungen der Rührwerke verwendet. Zum Einsatz

können hierbei unterschiedliche Rührwerkstypen kommen.

Zur Durchmischung haben sich folgende Möglichkeiten bewährt:

- Tauchmotor-Propellerrührwerke
- Langachsührwerke
- Axiale Rührwerke
- Paddelrührwerke
- Pneumatische Durchmischung
- Hydraulische Durchmischung.

### Sedimentaustag aus dem Fermenter

Sedimente bzw. Sinkschichten bilden sich durch das Absetzen von Schwerstoffen wie beispielsweise Sand in der Nassvergärung. Zur Abscheidung von Schwerstoffen werden Vorgruben mit Schwerstoffabscheidern versehen, jedoch kann Sand, beispielsweise bei Hühnerkot, sehr stark an die organische Substanz gebunden sein, so dass in Vorgruben meist nur Steine und andere grobe Schwerstoffe abgeschieden werden können. Ein Großteil des Sandes wird erst während des biologischen Abbauprozesses im Fermenter freigesetzt.

Bestimmte Substrate wie z. B. Schweinegülle oder Hühnerkot können die Bildung solcher Schichten fördern. Die Sinkschichten können im Laufe der Zeit sehr mächtig werden, wodurch das nutzbare Volumen des Fermenters verkleinert wird. Es sind bereits bis zur Hälfte mit Sand gefüllte Fermenter aufgetreten. Außerdem können die Sinkschichten sehr stark verhärten, so dass sie nur noch mit Spaten oder Baggern zu entfernen sind. Der Austrag der Sinkschichten aus dem Fermenter wird über Bodenräumer oder einen Bodenablass möglich. Bei starker Sinkschichtenbildung ist die Funktionalität der Sedimentaustragssysteme allerdings nicht in jeden Fall gegeben, weswegen es nötig sein kann, den Fermenter zu öffnen um die Sinkschichten per Hand oder maschinell zu entfernen. Mögliche Techniken des Sedimentaustrages sind:

- Bodenräumer mit außen liegendem Antrieb zur Förderung der Sinkschicht nach außen
- Austragsschnecken am Fermenterboden
- konischer Fermenterboden mit Entnahmepumpe und Sinkschichtaufrührung.

### Austrag des vergorenen Materials

Bei liegenden Fermentern wird das vergorene Material durch die Pfropfenströmung aufgrund des in den Fermenter geförderten Substrateintrages über einen Überlauf oder ein unterhalb des Substratspiegels gelegenes Austragsrohr ausgetragen. Stehende Fermenter haben normalerweise einen Überlauf, der nach dem

Siphonprinzip arbeitet, um einen Gasaustritt zu verhindern. Das vergorene Substrat kann auch mittels Pumpen abgezogen werden.

## 2.2 Gasaufbereitung

Zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität stehen verschiedene bewährte Verfahren und Technologien zur Verfügung (siehe Tabelle 2-4). Dabei ist die Anordnung der Verfahrensschritte von den gewählten Technologien und der vorhandenen Biogasqualität abhängig. Prinzipiell können für die Aufbereitung von Biogas die gleichen Verfahren verwendet werden, welche für die Aufbereitung von anderen technischen Gasen Anwendung finden.

Tabelle 2-4: Verfahren zur Gasaufbereitung

Gasaufbereitung		
physikalische Verfahren	chemische Verfahren	biologische Verfahren
Absorption		
Adsorption	nasschemische Absorption	
Membrantrennung	trockenchemische Absorption	
Kühlung (Tiefkühlung)	Adsorption	biologische Oxidation
Partikelfiltration		

Biogasanlagen besitzen bereits Einrichtungen zur Biogasaufbereitung (Grobreinigung). Als Vorbehandlung des Biogases vor der energetischen Nutzung in BHKW erfolgt in der Regel eine Entfeuchtung und Entschwefelung. Das Biogas besitzt dann durchschnittlich die in Tabelle 3-1 (Seite 65) angegebenen Zusammensetzungen und Kenndaten. Dabei ergeben sich aus dem Betrieb des Fermenters (Beschickung, Rührwerkseinsatz) z. T. erhebliche zeitlich begrenzte Schwankungen um bis zu ca. 100 %. Um die geforderte Gasqualität nach DVGW Arbeitsblatt G 260 (siehe Abschnitt 3.1.2) zu erzielen, sind jedoch weitere Aufbereitungsschritte zur Feinreinigung (z. B.: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S-Abtrennung) notwendig.

Zur Unterscheidung der unterschiedlichen Qualitätsstufen von Biogas vor bzw. nach der Aufbereitung wird im folgenden zwischen **Rohbiogas** als Biogasqualität nach der Biogaserzeugung mit einer Grobreinigung und **aufbereitetem Biogas** oder **Reinbiogas**, nach der Methananreicherung unterschieden.





Die Aufbereitung erfolgt in mehreren Schritten:

- Entfernung fester und flüssiger Bestandteile und Trocknung des Gases (Filterung von Stäuben, Kondensatabscheidung und Trocknung)
- Entschwefelung
- Methananreicherung und Kohlenstoffdioxidabtrennung
- Entfernung von weiteren Gasbegleitstoffen wie zum Beispiel Halogenkohlenwasserstoffen, Silizium und Ammoniak.

Die jeweiligen Gasaufbereitungsschritte sind abhängig von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und werden entsprechend kombiniert und miteinander verknüpft. Zunächst erfolgt eine Vorstellung prinzipiell geeigneter Entschwefelungs-, Gastrocknungs- und CO<sub>2</sub>-Abtrennungsverfahren. Im Abschnitt werden bereits ausgeführte Anlagen zur Biogasaufbereitung vorgestellt und schließlich erfolgt – ausgehend von vorab beschriebenen Verfahren – eine Entwicklung von geeigneten Aufbereitungspfaden für die jeweiligen Modellfälle.

### 2.2.1 Biogasentschwefelungsverfahren

Zur Entschwefelung von Biogasen können unterschiedliche Verfahren verwendet werden, die nachfolgend näher beschrieben werden. Maßgeblich bei der Auswahl der hier vorgestellten Entschwefelungsverfahren ist zum einen die Anwendbarkeit für den konkreten Anwendungsfall einer Biogasaufbereitung zu Erdgassubstituten und zum anderen die Darstellung des derzeit aktuellen technischen Entwicklungsstandes im Bereich der Biogasnutzung. Die nachfolgende Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Grundsätzlich kann nach Verfahrensprinzip – biologische bzw. absorptive, chemische und adsorptive oder auch sorptionskatalytische Verfahren – und nach Anwendungsfall – Grob- oder Feinentschwefelung – unterschieden werden.

Biologische Verfahren basieren auf dem Prinzip Schwefelwasserstoff verzehrender (oxidierender) Mikroorganismen und werden ausschließlich zur Grobentschwefelung von Biogasen genutzt. Bei motorischer Biogasverwertung sind die erreichbaren Reinheiten bzw. Abscheidegrade in der Regel völlig ausreichend. Das Verfahren der biologischen Entschwefelung kann sowohl in den Fermenter integriert als auch nachgeschaltet ausgeführt werden. Grundsätzlich werden in diesen Verfahren zuerst die Schwefelwasserstofffraktion aus dem Biogas gelöst,

mikrobiell in elementaren Schwefel überführt und dann oxidiert und aus dem Prozess ausgeschleust. In Kapitel 2.2.1.2 werden die üblichen Verfahren der biologischen Entschwefelung kurz erläutert und auf wesentliche Aspekte näher eingegangen.

Chemische Verfahren, wie die Sulfidfällung mit Eisensalzen (siehe Sulfidfällung), die Reaktion mit Eisenchelaten (siehe Entschwefelung mit Eisenchelate) oder die Zugabe von Eisenoxiden (siehe Schwefelwasserstoffentfernung mit eisenhaltigen Reinigungsmassen) basieren auf der Zugabe von schwefelbindenden Reagenzien in den Vergärungsprozess oder auch – dann dem Vergärungsprozess nachgelagert und eher als adsorptive Verfahren zu verstehen – auf der Durchströmung von Festbettadsorbentien mit chemisorptiven Sorbentien.

Unter sorptionskatalytischen Verfahren versteht man parallel am Adsorbens stattfindende Sorptionsvorgänge und chemische Reaktionen des Adsorbens mit dem Adsorbens. Die zu entfernenden Schadstoffe werden nicht mehr nur durch physikalische (Van der Waals) Kräfte an der Oberfläche gebunden, sondern chemisch gebunden. Des Weiteren katalysieren einige Stoffe (beispielsweise bei der Imprägnierung der Aktivkohle mit Kaliumjodid der Fall) die chemische Reaktion des abzutrennenden Adsorbens und beschleunigen damit die Reaktion.

Generell von Vorteil gegenüber der einfachen Adsorption sind bei der Sorptionskatalyse die deutlich höheren Beladungskapazitäten; wobei sich die hohen Adsorptionseenthalpien (Bindungskräfte) wiederum auf eine Regenerierung des Adsorbens nachteilig auswirken. Im Bereich der Biogasaufbereitung – aber auch bei der Aufbereitung von Klär- oder Deponiegas – werden diese Verfahren hauptsächlich zur Feinentschwefelung des Biogases angewandt. Abhängig von der Biogaszusammensetzung (Sauerstoffgehalt) bzw. der Schwefelbelastung und der zu erfüllenden Anforderungen an das Produktgas werden unterschiedliche Sorbentien verwendet. Imprägnierte Aktivkohlen und Zinkoxid finden vorrangig Anwendung bei einer Feinreinigung von biogenen Gasen mit geringer Schwefelbelastung und höheren Reinheitsanforderungen. Mit Zinkoxid sind beispielsweise Endreinheiten bis 5 ppb Schwefelwasserstoff erreichbar.

Abschließend werden die vorgestellten Entschwefelungsverfahren auf ihre konkrete Eignung hin diskutiert, bewertet und für nachfolgende Betrachtungen zur Entwicklung von Modellverfahren (Abschnitt 5.2.4) und Kosten (Abschnitt 6) ausgewählt.

### 2.2.1.1 Sulfidfällung

Bei dieser Methode werden während des Vergärungsprozesses  $\text{Fe}^{2+}$ -Ionen, entweder in Form von Eisensalzen oder als Salzlösung, direkt in den Fermenter gegeben. Geeignete Eisensalze sind Eisenchlorid ( $\text{FeCl}_2$ ) oder Eisen-(II)-sulfat. Aus Handhabbarkeitsgründen erfolgt die Zugabe in den Fermenter in der Regel als fertig gemischte Salzlösung. Die Zugabe kann auch bereits vor dem eigentlichen Prozess zu den Substraten erfolgen.  $\text{Fe}^{2+}$ -Ionen binden die vorhandenen  $\text{S}^{2-}$ -Ionen an sich, es bildet sich unlösliches Eisen(II)sulfid, das sich nach folgender Reaktionsgleichung als Salz in der Vergärungsmasse ansammelt:



Gleichung 2-1

Eine Anpassung der Prozessparameter (z. B. pH-Wert- oder Temperaturanpassung) innerhalb des Fermenters ist bei diesem Verfahren nicht erforderlich.

Hinsichtlich Investitionskosten erscheint dieses Verfahren als sehr wirtschaftlich, da außer einem Vorlagetank für die Salzlösung und einer Dosiereinrichtung keine weiteren Anlagen benötigt werden. Die Betriebskosten hingegen können je nach Schwefelgehalt aufgrund des hohen Verbrauchs an Eisensalzen sehr hoch ausfallen. Weiterhin nachteilig ist die geringe Lastwechseldynamik hinsichtlich schwankender Schwefelgehalte in Eingangssubstraten. Vorteilhaft an diesem Verfahren ist zu werten, dass in das Biogas keine Luft eingetragen wird.

Dadurch wird die Bildung von Schwefelwasserstoff weitgehend unterbunden, sie ist aber weiterhin möglich. Mit dieser Technik werden bevorzugt hohe Schwefelgehalte in der Abwassertechnik reduziert. Durch Zugabe von 3–5 g  $\text{FeCl}_2$  je  $1 \text{ m}^3$  Abwasser sind beispielsweise  $\text{H}_2\text{S}$ -Werte  $< 100 \text{ ppm}$  möglich /12/. Für eine Entschwefelung von Biogas sind deutlich höhere Zudosierungen an Eisenchlorid notwendig. Typische Restkonzentrationen im Gasstrom betragen ca. 100 bis 150 ppm  $\text{H}_2\text{S}$  /52/.

### 2.2.1.2 Biologische Entschwefelung

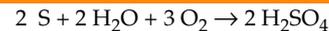
Die biologische  $\text{H}_2\text{S}$ -Eliminierung beruht auf der Absorption von Schwefelwasserstoff in Wasser und einer anschließenden biologischen Oxidation des in Wasser gelösten Schwefelwasserstoffs durch suspendierte bzw. auch immobilisierte Thiobacillen (abhängig von

der Ausführungsform des Verfahrens) mit Luftsauerstoff zu Schwefel.

Schwefelbakterien (Thiobacillus und Sulfolobus), die in der Vergärungsmasse enthalten sind, wandeln das im Vergärungsprozess gebildete  $\text{H}_2\text{S}$  zu elementarem Schwefel und weiter zu Sulfat um:



Gleichung 2-2



Gleichung 2-3

Auch die direkte Oxidation von Schwefelwasserstoff zu Sulfat ist möglich:



Gleichung 2-4

Abhängig von der Temperatur, der Reaktionszeit, der spezifischen Oberfläche sowie auch Ort und Menge der zugeführten Luft können Entschwefelungsraten von bis zu 99 % mit diesem Verfahren erreicht werden /62/. Endreinheiten kleiner 50 ppmv im Biogas nach der biologischen Entschwefelung sind in Tropfkörperanlagen und Biowäschern erreichbar. Positiv auf diesen Prozess wirken sich Temperaturen über  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  und feuchte Bedingungen aus.

Die biologische Entschwefelung kann extern (dem Fermenter nachgeordnet) als Biofilter, Biowäscher oder auch als Tropfkörperanlage sowie innerhalb des Fermenters ausgeführt werden.

#### Entschwefelung im Fermenter

Eine in den Fermenter integrierte biologische Entschwefelung wird durch das Einblasen von Luft (i. d. R. 8–12 Vol.-% des Biogasvolumenstroms) in den Gasraum des Fermenters erreicht. Dieses Verfahren ist technisch sehr einfach auszuführen und Stand der Technik vor allem bei kleinen Biogasanlagen. Nachteilhaft an diesem Verfahren ist die sehr grobe Luftzudosierung, die besonders bei schwankenden  $\text{H}_2\text{S}$ -gehalten im Biogas nur eine teilweise und unzuverlässige Entschwefelung (vor allem bei Kofermentation /40/) ermöglicht bzw. bedingt durch die ungenaue Steuerung des Luftgebläses einen sehr hohen Inertgasanteil (Luft) im Biogas zur Folge haben kann /52/. Das  $\text{H}_2\text{S}$ -Abbauvermögen ist des Weiteren sehr stark von der im Fermenter verfügbaren Kontaktfläche abhängig. Einige Biogasanlagen mit inter-





ner biologischer Entschwefelung erreichen z. B. nur Abbauraten von höchstens 50 % des im Rohbiogas enthaltenen Schwefelwasserstoffs. Der erhebliche Inertgas- bzw. Sauerstoffeintrag beeinträchtigt auch die Biogasqualität und verschlechtert die Voraussetzungen für weitergehende Aufbereitungsprozesse, da eine Nachreinigung und Entfernung von  $O_2$  und  $N_2$  erforderlich wird. Auch eine erhöhte Korrosion im Fermenter und die Bildung von explosionsfähigen Gemischen sollten bei der Luftzugabe beachtet werden.

Um eine höhere Leistungsfähigkeit der biologischen Entschwefelung zu erreichen, wird der Prozess häufig – aus wirtschaftlichen Überlegungen in der Regel erst ab Anlagengrößen oberhalb von  $200 \text{ kW}_{el} / 18 /$  – in einen speziell hierfür ausgelegten externen Reaktor verlagert. Stand der Technik sind Tropfkörperreaktoren aus Kunststoff, die spezielle Füllkörper enthalten, auf denen sich  $H_2S$  oxidierende Mikroorganismen ansiedeln.

### Tropfkörperanlage

In Tropfkörperanlagen ist die Absorption von Schwefelwasserstoff und die Regenerierung des beladenen Waschmediums mit Luftsauerstoff in einem Behälter integriert. Die für die Regenerierung der Kolonne benötigte Luft wird vor Eintritt in die Füllkörperkolonne dem Biogas zugegeben. Die für den biologischen Abbau von Schwefelwasserstoff benötigten Thiobacillen sind in der umlaufenden Nährlösung suspendiert als auch auf den im Reaktor befindlichen Tropfkörpern (in der Regel aus Kunststoff PP) immobilisiert. Durch die Größe des Reaktors und die Tropfkörper werden sehr große Flächen und damit sehr lange Kontaktzeiten ermöglicht. Aus diesen Gründen können auch schwer lösliche Schadstoffe aus dem Gas entfernt und sehr hohe Abbauraten bis 99 % erreicht werden. Durch den Eintrag von Luft (in der Regel 2 bis 6 Vol.-%) wird die umlaufende Waschlösung permanent regeneriert. Die Oxidationsprodukte Schwefel und Sulfat werden mit der Nährlösung ausgeschleust. Die im Kreislauf geführte Nährlösung muss somit teilweise ausgetauscht werden. Die optimale Temperatur der Waschlösung sollte zw. 28 und 32 °C liegen, damit die Mikroorganismen optimal arbeiten können. Im Winter ist deshalb bei Bedarf die im Kreis bewegte Wasch- bzw. Nährlösung zu beheizen und im Sommer z. B. mit Brunnenwasser zu kühlen. Des Weiteren sollte die Kolonne idealerweise entweder isoliert ausgeführt oder eingehaust werden.

Mit diesem Verfahren können Entschwefelungsraten von bis zu 99 % erreicht werden /62/. Im Reingas sind abhängig von der Schwefelbelastung des Rohbio-

gases Restkonzentrationen von weniger als 50 ppm erzielbar /43/. Garantiert wird in der Regel eine ausgangsseitige maximale  $H_2S$ -Konzentration von  $500 \text{ mg/m}^3$  Biogas /17/. Die Luftzudosierung ist bei dieser Ausführung gut steuerbar, wodurch sich der Inertgaseintrag auf ca. 1,5–2 Vol.-% begrenzen lässt.

Eine biologische Entschwefelung (intern oder als Tropfkörperanlage ausgeführt) ist aufgrund des Lufteintrags von ca. 6 % in den Biogasstrom, bei einer Biogasaufbereitung auf Erdgas-H-Qualität in feuchten Netzen nicht einsetzbar.

### Biowäscher

Biowäscher bestehen im Wesentlichen aus einem Gegenstromabsorber und einem Bioreaktor. Im Gegenstromwäscher durchströmt das Biogas eine Füllkörperkolonne, in der das zu entfernende  $H_2S$  absorbiert wird. Als Absorptionsmedium wird leicht alkalisches Wasser verwendet. Vorteile der Zugabe verdünnter Natronlauge sind, dass sich durch die im Vergleich zu Wasser höhere Basizität (pH-Milieu um 8–9) die Wasserlöslichkeit von  $H_2S$  in der Waschlösung deutlich verbessert und in der Folge höhere Beladungen bzw. Abscheideraten erreicht werden können.

Im Bioreaktor wird die mit  $H_2S$  beladene Waschlösung mit Luftsauerstoff (Gleichung 2-2) mikrobiologisch regeneriert. Die für den mikrobiellen Abbau benötigten Mikroorganismen sind in der Waschlösung suspendiert. Der anfallende Elementarschwefel wird kontinuierlich aus dem Bioreaktor in einen Schwefelabscheider ausgekreist. Bedingt durch eine teilweise Durchoxidation des gelösten Schwefels zu Sulfat nach Gleichung 2-4 und durch den Schwefelaustrag in den Schwefelabscheider muss permanent ein wenig Waschwasser – und damit auch technische Natronlauge – nachgespeist werden. Die regenerierte Waschlösung wird wieder zum Wäscher zurückgeführt.

Die Luftzudosierung muss genau gesteuert werden, um unerwünschte Sulfatbildungen weitgehend zu unterdrücken. Schliesslich muss in den Bioreaktor auch stetig eine Nährlösung zugegeben werden, um für die Mikroorganismen optimale Lebens- und Wachstumsbedingungen aufrecht zu erhalten. Der im Bioreaktor gebildete elementare Schwefel wird kontinuierlich abgezogen und sedimentiert in einem Schwefelabscheider. Nach Zentrifugierung des Schwefelschlammes kann dieser weiterverarbeitet oder weiter veräußert werden.

Vorteilhaft an diesem Verfahren ist, dass keine Luft in den Biogasstrom eingebracht wird und durch die Oxidation des absorbierten Schwefelwasserstoffs in einem separaten Bioreaktor eine Verblockung des

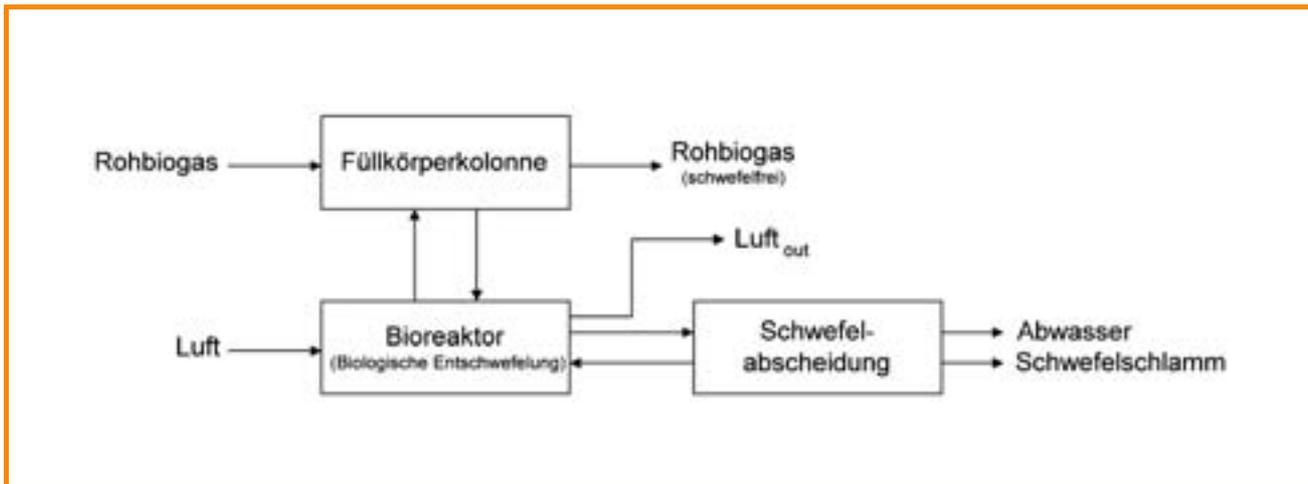


Abb. 2-5: Fließdiagramm eines Biowäschers [84]

Wäschers – in konventionellen biologischen Entschwefelungsverfahren (Tropfkörperanlagen) möglich bei zu geringer Luftzugabe – ausgeschlossen werden kann.

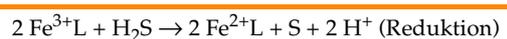
Des Weiteren ist das Verfahren sehr gut geeignet, auch sehr hohe Schwefelfrachten bis über  $30.000 \text{ mg/m}^3$  aus dem Gas zu entfernen. Mit einer zweistufigen Gegenstromabsorption ist prinzipiell auch eine Grob- und Feinentschwefelung auf weniger als  $5 \text{ mg/Nm}^3 \text{ H}_2\text{S}$  (Grenzwert nach DVGW G260) möglich. Problematisch sind für dieses Verfahren eher zu niedrige Schwefellasten im zu reinigenden Biogas. Endreinheiten von 100 ppmv und weniger, abhängig von der Schwefelwasserstoffbelastung des eingangsseitigen Biogases, können in der Regel garantiert werden.

Nachteilig ist allerdings der etwas höhere apparative Aufwand im Vergleich zu einer Tropfkörperanlage. Biowäscher wurden bisher überwiegend in der Abwasserreinigung eingesetzt, sind aber zunehmend auch im Bereich der Biogasaufbereitung anzutreffen. Das Bio-Wäscherverfahren mit separater biologischer Regenerierung ist sehr gut zur Grobentschwefelung von mittleren bis großen Biogasvolumenströmen geeignet und bei einer Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität in besonderer Weise geeignet.

Bei einer weiteren Biogasaufbereitung zu synthetischem Erdgas ist unter bestimmten Randbedingungen trotzdem eine weitere Schwefelabtrennung (Feinreinigung) unumgänglich. Dies trifft insbesondere bei einer  $\text{CO}_2$ -Abtrennung mittels Druckwechseladsorption (PSA) zu. Eine biologische Entschwefelung kann aber einen nennenswerten Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des gesamten Gasaufbereitungsverfahrens liefern.

### 2.2.1.3 Entschwefelung mit Eisenchelat

Bei der Entschwefelung mit Eisenchelat handelt es sich um ein chemisches Verfahren, das Schwefelwasserstoff mittels einer Eisen-Redox-Reaktion zu elementarem Schwefel umwandelt. Hierfür werden Eisen(III)-Ionen ( $\text{Fe}^{3+}$ ) in einer wässrigen Lösung in einem externen Behälter gehalten, wobei organische Liganden oder Chelatbildner dafür sorgen, dass sich die  $\text{Fe}^{3+}$ -Ionen nicht zu Eisensulfid oder Eisenhydroxid verbinden. Die  $\text{Fe}^{3+}$ -Ionen wirken als Entschwefler, indem sie durch Schwefelwasserstoff, unter Bildung von elementarem Schwefel, zu  $\text{Fe}^{2+}$ -Ionen reduziert werden.



Gleichung 2-5

Parallel zur Reduktion werden die  $\text{Fe}^{2+}$ -Ionen mit Hilfe von Sauerstoff und Wasser wieder zu  $\text{Fe}^{3+}$ -Ionen oxidiert bzw. regeneriert, die mittels der Chelatbildner wieder in Komplexen festgehalten werden. So kann eine erneute Absorption stattfinden.



Gleichung 2-6

Der gebildete Schwefel sammelt sich in der Lösung und wird bei einem Schwefelanteil von ca. 10 bis 15 Gew.-% durch Filterung bzw. Dekantieren von dieser abgetrennt [56/.



Bei hohen Sauerstoffgehalten im zu entschwefelnden Gas kann es zur Bildung von Thiosulfaten kommen. Thiosulfate stabilisieren zwar die Chelatisierung und reduzieren den Chemikalienverbrauch, können aber auch den pH-Wert negativ verändern. Bei zu hohem Lufteintrag müssen die gebildeten Salze mit Lauge neutralisiert werden, was erhöhte Kosten nach sich zieht.

Abhängig vom pH-Wert im Absorber und dem CO<sub>2</sub>-Partialdruck im Rohgas kann es zur Kohlensäure- und weiter zur Karbonatbildung kommen. In einigen Anwendungsfällen muss dem Wäscher Kalilauge zugeführt werden.



Gleichung 2-7



Gleichung 2-8



Gleichung 2-9

In der Praxis ist die Entschwefelung mit Eisenchelatlösung auch unter dem Namen LO-CAT-Prozess bekannt. Dieses Verfahren ist ausgelegt, um Schwefelmengen in einem Bereich von 200 kg bis 20 t pro Tag zu entfernen, wobei Entschwefelungsraten von über 99,9 %<sup>1</sup> erreicht werden. Bei Volumenströmen von ca. 1.000 m<sup>3</sup>/h können Gase mit einer H<sub>2</sub>S-Konzentration von ca. 0,1 bis 3 % gereinigt werden. Die Konzentration an Eisen(III)-Ionen in der Lösung liegt bei 0,01 bis 0,05 Gew.-% /74/. Grundsätzlich wird der LO-CAT-Prozess in zwei verschiedenen Varianten angeboten: aerob und anaerob.

Der **aerobe Betrieb** wird beispielsweise angewandt, um H<sub>2</sub>S- und lufthaltige Abluftströme zu reinigen (z. B. zum Abbau der Geruchsbelästigung). Das H<sub>2</sub>S-beladene Gas wird in den Absorber geleitet, das H<sub>2</sub>S durch den Kontakt mit der Eisenchelatlösung zu elementarem Schwefel umgewandelt. Der Schwefelschlamm wird herausgefiltert. Gleichzeitig erfolgt im Reaktor die Regeneration der Lösung durch den im Gas vorhandenen Luftsauerstoff. Die H<sub>2</sub>S-Konzentra-

tion im Gas kann bei dieser Variante 50 bis mehrere Tausend ppm betragen.

Mit dem **anaeroben Betrieb** können sauerstofffreie Gase von Schwefelwasserstoff befreit werden. Dafür werden die Teilschritte Reduktion und Oxidation räumlich voneinander getrennt. Das zu reinigende Gas durchströmt einen mit Eisenchelatlösung gefüllten Reaktor, wo die Schwefelbindung (Reduktion) erfolgt. Die reduzierte Lösung wird einem zweiten Behälter zugeführt, durch das Einblasen von Luft oxidiert und somit regeneriert und anschließend im Kreislauf zurück in den Absorber gepumpt.

#### 2.2.1.4 Schwefelwasserstoffentfernung mit imprägnierter Aktivkohle

Die Abscheidung von Schwefelwasserstoff mit imprägnierter Aktivkohle erfolgt durch eine katalytische Oxidation des an der Aktivkohleoberfläche adsorbierten Schwefelwasserstoffs. Die Imprägnierung der Aktivkohle mit chemischen Substanzen wirkt dabei als Katalysator und bewirkt damit eine Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit und der möglichen Beladungskapazitäten. Zur H<sub>2</sub>S-Entfernung können unterschiedliche Imprägniermittel angewendet werden.

#### Mit Kaliumjodid (KI) imprägnierte Aktivkohlen

Kaliumjodid (KI) (mit dem Anteil von 1 bis 5 Gew.-% der Aktivkohle /67/), kann nur genutzt werden, wenn Sauerstoff und Wasser<sup>2</sup> vorhanden sind. Nachdem sich H<sub>2</sub>S und O<sub>2</sub> zunächst in einem auf der Aktivkohlen-Oberfläche gebildeten Wasserfilm gelöst haben, reagiert O<sub>2</sub> bereits bei niedrigen Temperaturen (50–70 °C) und einem Betriebsdruck von 7 bis 8 bar mit H<sub>2</sub>S unter Bildung von elementarem Schwefel und Wasser entsprechend der Reaktionsgleichung

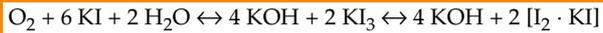


Gleichung 2-10

Genauer lässt sich der Vorgang durch die folgenden Reaktionsschritte beschreiben:

KI wirkt als Katalysator reaktionsbeschleunigend auf diese Reaktion, des weiteren wird durch die Anwesenheit von KI auch die mögliche, aber uner-

1. Dieser Wert bezieht sich auf die H<sub>2</sub>S-Entfernung. Eventuell können auch Mercaptane entfernt werden, COS und CS<sub>2</sub> jedoch nicht.
2. Eine relative Feuchtigkeit von 60 % wird empfohlen. Höhere Werte können dazu führen, dass Adsorptionsplätze der Aktivkohle durch Wasser besetzt werden.



Gleichung 2-11



Gleichung 2-12

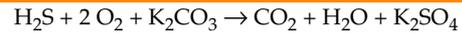
wünschte Bildung von Schwefelsäure (Nebenreaktion) vermindert, da das Oxidationspotenzial von  $\text{I}_2$  bzw.  $[\text{I}_2 \cdot \text{KI}]$  dafür nicht ausreicht. Der entstandene Schwefel wird an der inneren Oberfläche der Aktivkohle adsorbiert, das Wasser desorbiert von der Katalysatoroberfläche. Beladungen bis zu 150 Gew.-% Schwefel und Reingaskonzentrationen von  $< 5 \text{ mg H}_2\text{S}/\text{m}^3$  sind möglich. In Abwesenheit von Sauerstoff kann die Oxidation des  $\text{H}_2\text{S}$  auch durch mit  $\text{KI}_3$  imprägnierter Kohle erfolgen, wobei hier jedoch nur im stöchiometrischen Verhältnis Schwefel gebunden wird /52/.

Die beladene Aktivkohle wird i. d. R. ausgetauscht und deponiert. Eine Heissgas- oder Heissdampf-Regeneration (Temperaturen über  $450 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ist möglich. Trotz Aktivkohleregenerierung verbleibt stets eine Restbeladung auf der Aktivkohle, die nur mit einem exorbitanten Mehraufwand (Heissdampf-Regeneration bei  $800$  bis  $850 \text{ }^\circ\text{C}$ ) entfernbar ist /4/.

Vorteile der Aktivkohleimprägnierung mit Kaliumjodid sind: hohe Beladungskapazitäten, hohe erzielbare Endreinheiten und niedrige Betriebstemperaturen. Nachteilig ist, dass sowohl Luftsauerstoff als auch Wasser für die Schwefelwasserstoffentfernung benötigt werden und kaliumjodiertes Sorbens daher für eine Entschwefelung luftfreier Biogase nicht verwendet werden kann. Aufgrund der hohen Betriebskosten – imprägnierte Aktivkohlen sind deutlich teurer als konventionelle Aktivkohlen – sollte dieses Verfahren nur zur Feinentschwefelung benutzt werden.

#### Mit Kaliumcarbonat ( $\text{K}_2\text{CO}_3$ ) imprägnierte Aktivkohlen

Bei Temperaturen über  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  und unter der Voraussetzung, dass Wasserdampf und Sauerstoff vorhanden sind, kann zur  $\text{H}_2\text{S}$ -Entfernung eine mit Kaliumcarbonat imprägnierte Aktivkohle genutzt werden, wobei  $\text{K}_2\text{CO}_3$  einen Anteil von 10 bis 20 Gew.-% an Aktivkohle ausmacht. Durch die Reaktion von Schwefelwasserstoff mit  $\text{K}_2\text{CO}_3$  und  $\text{O}_2$  bilden sich neben Kohlenstoffdioxid und Wasser auch Kaliumsulfat, das an der Aktivkohleoberfläche adsorbiert wird:



Gleichung 2-13

Die verbrauchte Aktivkohle kann mit einer Wasserwäsche und Nachimprägnierung regeneriert werden. Auch hier gilt wie für kaliumjodierte Aktivkohle, dass mit Kaliumcarbonat imprägnierte Aktivkohlen nicht zur Feinentschwefelung sauerstofffreier Biogase und nicht zur Grobentschwefelung von Biogasen verwendet werden kann.

#### 2.2.1.5 Schwefelwasserstoffentfernung mit Zinkoxid ( $\text{ZnO}$ )

Die Entfernung von Schwefelwasserstoff mit Zinkoxid als Adsorbens, das in der Regel in Pelletform vorliegt, wird vorzugsweise zur Fein- bzw. Nachentschwefelung von Gasen eingesetzt. Neben der  $\text{H}_2\text{S}$ -Entfernung sind unter bestimmten Randbedingungen auch Carbonylsulfid ( $\text{COS}$ ) und Mercaptane mit  $\text{ZnO}$  abtrennbar, wenn diese vorher zu  $\text{H}_2\text{S}$  hydrolysiert werden. Möglich ist dies durch eine Beimischung von  $\text{CuO}$  oder auch  $\text{Al}_2\text{O}_3$  zum  $\text{ZnO}$ -Sorbens, dass die Hydrolyse katalysiert. Bei Temperaturen von  $200$  bis  $400 \text{ }^\circ\text{C}$  reagiert Schwefelwasserstoff und Zinkoxid zu Wasser und unlöslichem Zinksulfid:



Gleichung 2-14



Gleichung 2-15

Mit Zinkoxid können je nach Anwendungsfall Beladungskapazitäten von 17 bis 40 Gew.-% bezogen auf das kg Zinkoxid erreicht werden, wobei die Beladungskapazitäten mit abnehmenden Temperaturen ebenfalls abnehmen. Das beladene Adsorbens kann nicht regeneriert werden und wird daher nach Gebrauch ausgetauscht und deponiert. Führende Zinkoxid-Hersteller sind z. B. die BASF AG bzw. Südschweizer AG aus Deutschland oder Haldor Topsoe AG, Dänemark.

Typische Anwendungsgebiete von Zinkoxid sind in der Petrochemie – insbesondere bei schwefelsensitiven Prozessen wie dem Steam Reforming – die Fein- bzw. Feinstentschwefelung ( $\text{H}_2\text{S}$ , aber auch zur Abtrennung von  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$  oder Methanthiol) von Erdgas oder auch Synthesegasen.





Als wichtigster Vorteil von Zinkoxidsorbentien sind die sehr hohen erzielbaren Endreinheiten von weniger als 1 ppmv bis zu wenigen ppb zu nennen. Von Nachteil sind die hohen Sorbenskosten und hohe Prozesstemperaturen, die nur eine Feinentschwefelung von Gasen in Kombination mit anderen heißen Verfahrensstufen sinnvoll erscheinen lassen.

### 2.2.1.6 Schwefelwasserstoffentfernung mit eisenhaltigen Reinigungsmassen

Die Entschwefelung von Biogas mit eisenhaltigen Massen erfolgt mit Eisen(III)-hydroxid ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ) oder mit Eisen(III)-oxid ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ). Die Verfahrensabläufe gestalten sich jeweils ähnlich, Unterschiede bestehen z. B. in spezifischen Reaktionsbedingungen und den erzielbaren Endreinheiten. Beide Verfahren gehören zur Gruppe der adsorptiven (trockenen) Entschwefelungsprozesse.

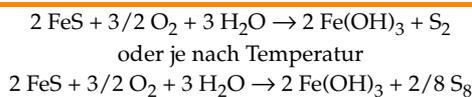
#### Eisen(III)-hydroxid

$\text{Fe}(\text{OH})_3$ , auch bezeichnet als Raseneisenerz oder Luxmasse, hat sich besonders bei der Klär- und Biogasaufbereitung etabliert. In einem ersten Schritt reagiert  $\text{H}_2\text{S}$  mit Eisen(III)-hydroxid zu Eisen(III)-sulfid und  $\text{H}_2\text{O}$  entsprechend folgender Reaktionsgleichung (Beladung):



Gleichung 2-16

Parallel wird das gebildete Eisen(III)-sulfid mittels Sauerstoff und Wasser aufoxidiert (Teilregeneration). Es entstehen wieder Eisen(III)-hydroxid sowie elementarer Schwefel /1/.



Gleichung 2-17

Der entstandene Schwefel wird von der Reinigungsmasse ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ) adsorbiert, und lagert sich an deren Oberfläche ab, so dass sich dadurch die reaktive Oberfläche für einen weiteren Reinigungszyklus reduziert. Jeder Zyklus vermindert die Umsetzung von Schwefelwasserstoff und die Aufnahmefähigkeit für den gebildeten Schwefel für den nächsten, so dass ab einem gewissen Zeitpunkt keine weitere  $\text{H}_2\text{S}$ -Entfernung mehr möglich ist. Das beladene Eisen(III)-hydroxid wird dann deponiert und durch „frische“ Reinigungsmasse ersetzt.

In der Praxis haben sich gute Reinigungsergebnisse bis zu einer Schwefelbeladung von 25 Gew.-% erzielen lassen. Bei Eingangskonzentrationen  $< 1.000 \text{ ppm H}_2\text{S}$  bzw.  $< 5.000 \text{ ppm}$  sind bei optimaler Prozessauslegung und -steuerung Reingaskonzentrationen  $< 1 \text{ ppm}$  bzw.  $< 100 \text{ ppm}$  erreichbar /12/.

Die Entschwefelung mit Eisen(III)-hydroxid findet bei Umgebungstemperatur statt, sie wird in Turmentschweflern durchgeführt. Kleinere Anlagen arbeiten mit einem Einturmentschwefler, die Zufuhr von Sauerstoff (Luft) zur Regeneration erfolgt gleichzeitig mit dem Beladungsprozess. Bei größeren Anlagen (Volumenstrom  $> 250 \text{ m}_3/\text{h}$ ) werden zwei Türme genutzt, die wechselseitig beladen und regeneriert werden /1/. Die Regenerierungsreaktion verläuft stark exotherm. Deshalb sollte die Temperatur während der Regenerierung überwacht werden, um eine Selbstentzündung des Raseneisenerzes zu verhindern. Des Weiteren ist bei der Regenerierung darauf zu achten, dass sich im Turmentschwefler keine explosionsfähigen Gemische bilden können.

#### Eisen(III)-oxid

Bei der Entschwefelung mit  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  entsteht, analog zur Entschwefelung mit  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , in einem ersten Schritt (Beladung) unlösliches Eisen(III)-sulfid und Wasser. Im zweiten Schritt (Regenerierung) bildet sich durch die Oxidation von Eisen(III)-sulfid mit Sauerstoff wieder Eisen(III)-oxid und elementarer Schwefel /35/.



Gleichung 2-18



Gleichung 2-19

Auch hier belegt der entstandene Schwefel die aktive Oberfläche des Adsorbens Eisen(III)-oxids, dass bei entsprechender Beladung ausgetauscht werden muss. Da die Regeneration stark exotherm verläuft, sollte die Temperatur aus sicherheitstechnischen Gründen überwacht werden, da die Reinigungsmasse sich selbst entzünden kann.

Als optimale Temperaturen für diesen Prozess werden 25 bis  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  angegeben, wobei eine Mindesttemperatur von  $12 \text{ }^\circ\text{C}$  vorherrschen muss. Des Weiteren sollte das Biogas eine gewisse Feuchte enthalten, da Wasser zum Abfließen der Reaktionen benötigt wird.

Eisen(III)-oxid wird in Form von Stahlwollen, imprägnierten Holzhackschnitzeln (Beladung von 20 g

H<sub>2</sub>S je 100 g Holzhackschnitzel) oder auch Pellets (Beladung von 50 g H<sub>2</sub>S je 100 g Pellets) angewendet. Prinzipiell sind mit imprägnierten Holzhackschnitzeln neben Schwefelwasserstoff auch Mercaptane entfernbar.

Als nachteilig ist anzusehen, dass die mit Eisen(III)-oxid imprägnierten Holzhackschnitzel nach jeder Regenerierung ca. ein Drittel ihrer Beladungskapazität verlieren und daher maximal zweimal regeneriert werden können. Bedingt durch den hohen Chemikalienverbrauch, die hohen Entsorgungskosten und das nicht ganz ungefährliche Verhalten der beladenen Holzhackschnitzel – die Regenerierung mit Luft ist stark exotherm und kann zum Brand führen – ist die Anwendung dieses Verfahrens stark rückläufig.

Mit den heute angebotenen Verfahren zur Entschwefelung mit eisenhaltigen Stoffen lassen sich Endreinheiten bezüglich Schwefelwasserstoff von wenigen ppm erreichen, abhängig vom Schwefelgehalt des Gasstroms. Nachteilig wirken sich, da keine Regeneration

möglich ist, nur die mitunter hohen Verbräuche an Reinigungsmasse (Eisen(III)-hydroxid bzw. Eisen(III)-oxid) und die somit hohen Betriebskosten aus. Auch die Deponierung der beladenen Chemikalien kann sich in der Praxis als schwierig bzw. kostenintensiv gestalten.

### 2.2.1.7 Bewertung und Auswahl

Die folgende Übersicht (Tabelle 2-5) bietet eine Übersicht zu den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Verfahren zur Entschwefelung. Dabei werden die unterschiedlichen Methoden hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten bewertet und zudem wird auch eine Empfehlung gegeben, ob die Verfahren eher zur Grob- oder zur Feinent Schwefelung geeignet sind. Des Weiteren werden Aussagen zu evtl. benötigtem Lufteintrag und zu spezifischen Eigenschaften der einzelnen Verfahren getroffen.

Tabelle 2-5: Bewertungsmatrix für unterschiedliche Entschwefelungsverfahren

Verfahren	Investitionskosten	Betriebskosten	Lufteintrag erforderlich	Anwendung zur Grob-/Feinent Schwefelung	Sonstiges
Sulfidfällung	++	--	Nein	Grob	Geringe Lastwechseldynamik
Interne biologische Entschwefelung	++	+	Ja	Grob	Geringe Lastwechseldynamik, unzuverlässig, Korrosionsgefahr in Fermenter, negativ gegenüber Biogasausbeute
Tropfkörperanlage	-	-	Ja	Grob	Lufteintrag, Verblockungsgefahr bei zu geringer Luft-Zufuhr, träger H <sub>2</sub> S-Abbau
Biowäscher	--	-	Nein	Grob	für höchste H <sub>2</sub> S-Beladungen geeignet, hoher apparativer Aufwand
Eisenchelat – MINI-CAT anaerobe Fahrweise	-	-	Nein	Grob	für höchste H <sub>2</sub> S-Beladungen geeignet, hoher apparativer Aufwand
Eisenchelat – Sulfurex	-	--	Nein <sup>a</sup>	Grob	für höchste H <sub>2</sub> S-Beladungen geeignet, hoher apparativer Aufwand
Aktivkohle – KI	++	--	Ja	Fein	Hohe Beladungskapazitäten, Entsorgungskosten, Luft notwendig
Aktivkohle – K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	++	--	Ja	Fein	Entsorgungskosten, Luft notwendig
Aktivkohle – KMnO <sub>4</sub>	++	--	Nein	Fein	Hohe Beladungskapazitäten, Entsorgungskosten, kein Lufteintrag
Zinkoxid	+	--	Nein	Fein	höchste Endreinheiten, Entsorgungskosten, kein Lufteintrag nötig, hohe Temperaturen (200–400 °C)
Raseneisenerz – Fe(OH) <sub>3</sub>	+	--	Nein <sup>a</sup>	Grob	Brandgefahr <sup>b</sup> , begrenzt regenerierbar, Entsorgungskosten
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – Holzhackschnitzel Sulfa-Treat-Verfahren Sulfa-Rite-Verfahren Sulfa-Bind-Verfahren	+	--	Nein <sup>a</sup>	Grob	Brandgefahr nur bei Holzhackschnitzeln, begrenzt regenerierbar, Entsorgungskosten, hoher Chemikalienverbrauch

++ Investitions-/Betriebskosten sehr niedrig

-- Investitions-/Betriebskosten sehr hoch

<sup>a</sup> bei Ausführung als zweistufiger Prozess mit externer Regenerierung

<sup>b</sup> Regenerierungsreaktion stark exotherm, Temperaturüberwachung notwendig





### 2.2.2 Verfahren zur Methananreicherung im Biogas

Um das Rohgas mit Methan anzureichern ist eine Abtrennung des Kohlendioxides erforderlich. Durch die Methananreicherung werden die notwendigen Gaseigenschaften (u. a. Brennwert, Wobbe-Index) nach DVGW Arbeitsblatt G 260 erzielt. Im folgenden Abschnitt wird auf die gängigsten Verfahren näher eingegangen. Das Aufbereiten von Biogas auf Erdgasqualität wird in Schweden, Holland und der Schweiz bereits realisiert. Bereits bis zu 60 Anlagen mit einer Leistung von rund 125 MW Rohgas-Brennstoffwärmeleistung existieren in Europa. Der überwiegende Teil des aufbereiteten Biogases wird als Kfz-Kraftstoff genutzt und nur zum Teil erfolgt eine Einspeisung in das Erdgasnetz. Damit kann die Biogasaufbereitung als Stand der Technik bezeichnet werden. Etwa 8 Hersteller europaweit können im Bereich Biogasaufbereitung auf fast 15 Jahre Betriebserfahrung zurückgreifen.

### 2.2.2.1 Druckwechseladsorption

Unter Druckwechseladsorptionstechnik wird allgemein die Anwendung von Aktivkohlen, Molekularsieben (Zeolithen) und Kohlenstoffmolekularsieben zur Gastrennung, aber auch zur Gasaufbereitung verstanden. Dieses Verfahren ist weit verbreitet und technisch ausgereift. Übliche Anwendungsfälle sind Verfahren kleiner bis mittlerer Durchsatzleistung zur Wasserstoffabtrennung aus Prozessgasen, zur Sauerstoffanreicherung für Verbrennungsprozesse oder zur Stickstoff- bzw. Kohlendioxidabtrennung von methanhaltigen Gasen wie Erdgas oder Biogas.

Bei der Druckwechseladsorptionstechnik werden hauptsächlich kinetische und sterische, aber auch Gleichgewichtseffekte zur Gastrennung genutzt (Vgl. Tabelle 2-6).

Tabelle 2-6: Adsorptionsgleichgewichte ausgewählter binärer bzw. tertiärer Gasgemische

Adsorbens	Gemisch		Inertgas	Temperatur [°C]	Druck [bar]
	stärker gebunden	schwächer gebunden			
Molekularsieb					
5A	CO	CH <sub>4</sub>	-	25	2,5–12
Hydrogenmordenite					
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> , O <sub>2</sub>	-	0	0–1
5A	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	-	25	2,5–12
5A	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	-	25	20–80
5A	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	-	20, 40, 60	0,5; 1,0; 1,3
13X	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	-	25	1–100
Mordenite					
5A	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	-	25	2,5–12
5A	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	-	-78, 22	3–100
4A	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	He (1 bar)	33–93	
Aktivkohle AK					
AK	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	-	25	3–13
AK	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> , CO	-	25	3–13
Molekularsieb					
MS 5 A	H <sub>2</sub> O/H <sub>2</sub> S/CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub> (34–69 bar)	25, 50	26–123 mbar (H <sub>2</sub> O)
					1–65 mbar (H <sub>2</sub> S)
					0,17–4 bar (CO <sub>2</sub> )

Grundsätzlich sind für Gastrennungsverfahren (zur Abtrennung von Kohlendioxid von Methan) Kohlenstoffmolekularsiebe und Molekularsiebe (Zeolithe) prinzipiell geeignet.

Ausgangsstoff für Kohlenstoffmolekularsiebe ist vor allem Steinkohle, da hier bereits ein Porensystem mit Porendurchmessern im Molekularbereich vorliegt. Die Steinkohle muss für den technischen Prozess aber noch aufbereitet werden, damit das Porensystem systematisch variiert und die Porenradienverteilung in Verbindung mit einer genügend großen inneren Oberfläche entsprechend den Erfordernissen eingestellt werden kann. Dazu wird die Steinkohle fein zermahlen, mit Luft voroxidiert, mit Pech vermischt und zu Formlingen extrudiert. Im Anschluss daran ist oft noch eine thermische Nachbehandlung notwendig, um eine Erweiterung des Porensystems oder eine systematische Anreicherung von Submikroporen zu schaffen, die durch eine gezielte Teilvergasung oder durch Anlagerung von Crackkohlenwasserstoffen erreicht wird /33/.

Unter Molekularsiebzeolithen versteht man eine „Gruppe von natürlichen oder synthetischen, hydratisierten Aluminiumsilikaten ein- oder mehrwertiger Basen, die ihr Wasser ohne Änderung der Kristallstruktur abgeben und anstelle des Wassers andere Verbindungen in das Gitter aufnehmen können. Die Zeolithe sind zum Basenaustausch fähig und weisen, bedingt durch ihren Gitterbau, Porenöffnungen zu den inneren Adsorptionshohlräumen des Kristallgitters auf, die untereinander völlig gleiche Querschnitte aufweisen“ /33/.

Bei der Auswahl der Adsorbentien ist zusätzlich zu beachten, dass sich kohlenstoffhaltige Adsorbentien in bestimmten Parameterbereichen hydrophob verhalten und Zeolithe als hydrophil gelten müssen. Dies ist bei der Auswahl von Adsorbentien und entsprechenden Verfahren zu beachten; eine vorherige Gastrocknung ist also in bestimmten Fällen notwendig.

Da Molekularsiebzeolithe eine geringere Selektivität zwischen Stickstoff und Methan besitzen, werden vorrangig Kohlenstoffmolekularsiebe als Adsorbens eingesetzt /9/.

Nach Auskunft eines Anlagenherstellers /9/ sind die Standzeiten für Kohlenstoffmolekularsiebe nahezu unbegrenzt, wenn keine besonderen Inhaltsstoffe im Gas enthalten sind. Probleme könnten langkettige Kohlenwasserstoffe oder Öltröpfchen aus einem ölgeschmierten Verdichter bereiten, wenn sie in die Adsorber gelangen. Dies gilt es also zu vermeiden.

Das Druckwechseladsorptionsverfahren eignet sich für viele Anwendungsfälle, so z. B. zur Sauer-

stoff-, Wasserstoff- oder Stickstoffgewinnung. Jedes Verfahren verlangt nach speziell dafür geeigneten Adsorbentien und auch nach individuellen Verfahrensprinzipien. Daher wird hier nur auf das spezielle Verfahren zur Methananreicherung aus Biogas eingegangen. Grundsätzlich basieren alle Verfahren gemeinsam auf vier Teilschritten:

1. Adsorption bei höherem Druck,
2. Desorption durch Druckabsenkung im Gleichstrom bzw. Gegenstrom,
3. Desorption durch Spülen mit Roh- oder Produktgas,
4. Druckaufbau mit Roh- oder mit Produktgas.

Unterschiedlich sind nur die jeweiligen Verknüpfungen zwischen den Teilschritten, die spezifischen Betriebsparameter und vorrangig das gewählte Druckniveau bei Adsorption und Desorption.

Zur Gewinnung hochreinen Methans aus Biogasen muss vor allen Dingen zuerst die genaue Zusammensetzung des Biogases bekannt sein, da sich das zu wählende Verfahren hauptsächlich nach den Anteilen der eventuellen Störgrößen Kohlendioxid, Sauerstoff und Stickstoff richtet. Ist der Anteil von Stickstoff und Sauerstoff im Vergleich zu Kohlendioxid eher gering, fällt das Produktgas Methan am Adsorberausgang mit einem gewünschten oder vorgegebenen Betriebsdruck an. Das heißt, Kohlendioxid, aber auch Schwefelwasserstoff  $H_2S$  werden adsorbiert. Sind jedoch Stickstoff und Sauerstoff die maßgeblichen Störgrößen – bei Kohlendioxidgehalten unter 2 Vol.% – so wird Methan adsorbiert und kann während der Regeneration als Desorbat gewonnen werden. Dies bedeutet jedoch auch, dass in den Fällen, in denen Stickstoff, Sauerstoff und Kohlendioxid gleichermaßen im Rohgas vorhanden sind, ein zweistufiges Adsorptionsverfahren unvermeidlich ist.

Das aufzubereitende Biogas besteht aus rund 57 Vol.-% Methan und knapp 40 Vol.-%  $CO_2$ . Der Rest besteht im wesentlichen aus Wasserdampf und Schwefelwasserstoff sowie möglichen Falschluffanteilen. Letztere können mit einer rein auf die Abtrennung von  $CO_2$  ausgelegten PSA nicht entfernt werden und reichern sich daher im Produktgas an. Ein mögliches Verfahren hat den folgenden Aufbau.

Zunächst wird das Rohgas mit einem ölfreien Verdichter (s. o.) auf ca. 8 bar verdichtet. Es erwärmt sich dabei selbst in einem gekühlten Kompressor auf ca. 170 °C. Anschließend wird es auf unter 40 °C abgekühlt (je niedriger die Temperatur ist, desto besser läuft die Adsorption); das dabei anfallende Kondensat wird nach einer eventuell notwendigen Neutralisation in die Kanalisation abgelassen.





Nach der Verdichtung strömt das Gas von unten nach oben durch einen Adsorber. Häufig besteht die Schüttung in diesen Adsorbern aus zwei Schichten: einer unteren aus Zeolithen zur Adsorption von Wasserdampf und einer oberen, wesentlich längeren aus Kohlenstoffmolekularsieben zur Adsorption von Kohlendioxid. Das Produktgas verlässt kontinuierlich den Adsorber mit nahezu gleich bleibendem Volumenstrom und fast konstanter Zusammensetzung. Je nach Prozessführung lassen sich bei Abwesenheit von Falschluff Reinheiten über 98 Vol.-% Methan im Produktgas erreichen.

Bevor das Molekularsieb völlig mit den zu adsorbierenden Komponenten gesättigt ist, wird der verdichtete Rohgasstrom vom verbrauchten auf einen frisch regenerierten Adsorber umgeschaltet. Der Produktgasanfall ist dabei unterbrechungsfrei. Der gerade verbrauchte Adsorber wird im Gegenstrom auf einen mittleren Druck zwischen Adsorptionsdruck und Umgebungsdruck entspannt. In dieser Phase enthält das Abgas, das am Adsorberboden anfällt, große Mengen an Methan. Zur Ausbeutesteigerung wird dieses Gas in einen gerade evakuierten Adsorber geleitet, der damit gleichzeitig etwas Druck aufbaut. Nach diesem ersten Entspannungsschritt wird der Adsorber weiter im Gegenstrom entspannt bis auf Umgebungsdruck. Das entweichende Gas enthält nun hauptsächlich Kohlenstoffdioxid und zunehmend Wasserdampf. Es wird in die Umgebung abgegeben.

Um eine möglichst große Kapazität der Adsorbentien zu bekommen und um auch den Wasserdampf vollständig von den Zeolithen zu entfernen, wird in einem dritten Schritt der Adsorber mit einer Vakuumpumpe weiterhin im Gegenstrom evakuiert. Übliche Evakuierungsenddrücke liegen um 100 mbar absolut. Das Abgas wird wie vorher in die Umgebung abgeführt.

Nachdem der Adsorber so regeneriert wurde, kann er wieder zur Gasproduktion vorbereitet werden. Zuerst wird das methanhaltige Abgas aus dem ersten Entspannungsschritt eines anderen, gerade erschöpften Adsorbers aufgefangen und damit ein erster Druckaufbau durchgeführt. Anschließend wird parallel zur Gasproduktion eines anderen Adsorbers mit verdichtetem Rohgas ein vollständiger Druckaufbau bis auf Verdichter-Enddruck durchgeführt. Damit ist der Adsorber fertig einsetzbar für den nächsten Produktionszyklus.

Je nach Dauer der Adsorptions-, Entspannungs-, Evakuierungs- und Druckaufbauzyklen können Anlagen mit 3 oder 4 Adsorbern parallel ausgeführt wer-

den. Üblich sind für Biogasaufbereitungsanlagen 4-Adsorber-Anlagen. Bei dieser Anlagenkonfiguration werden Methanausbeuten von ca. 95 % erreicht. Durch die Einführung weiterer Gleichstrom- und/oder Gegenstrom-Spülzyklen mit Roh- und/oder Produktgas sowie Teilrückführung des Abgases vor den Verdichter lässt sich die Methanausbeute weiter steigern. Dafür werden dann aber 6-Adsorber-Anlagen benötigt (bei zusätzlichen Spülzyklen), d. h., die Investitionskosten steigen entsprechend, bzw. die Ausbeutesteigerung geht zu Lasten der Produktgasqualität bei einer Abgasrückführung, d. h., die Methankonzentration im Produktgas sinkt.

### **Bewertung**

Das Verfahren der Druckwechseladsorption ist Stand der Technik. Insbesondere bei Verfahren zur Methan-anreicherung von Biogas kann man auf einige ganze Reihe von Projekten insbesondere in Schweden zurückgreifen. Es handelt sich hier um ein relativ einfaches Verfahren. Der Betrieb ist unproblematisch, der Wartungsaufwand gering. Die Standzeiten der Adsorbentien sind bei sachgemäßem Gebrauch nahezu unbegrenzt.

Der Energiebedarf ist im Vergleich zu anderen Verfahren eher gering. Von Vorteil ist auch, dass dieses Verfahren für kleine Kapazitäten prädestiniert ist. Die Methanausbeute ist zwar geringer gegenüber kryogenen und absorptiven Verfahren, aber immer noch höher als bei Membrantrennanlagen.

### **2.2.2.2 Absorptive Verfahren**

Unter Absorption sind Trennverfahren zu verstehen, bei dem ein Gas mit einer Flüssigkeit in Kontakt gebracht wird und eine oder mehrere Komponenten des Gases von der Gasphase in die Flüssigkeit übertreten (absorbiert werden). Dabei unterscheidet man zwei verschiedene Varianten: Physisorption und Chemisorption.

Bei der Physisorption (physikalischen Absorption) werden die absorbierten Gasteilchen mit van der Waals'schen Kräften an das Waschmittel gebunden. Grundsätzlich werden alle Gaskomponenten in jeglicher Flüssigkeit absorbiert, lediglich die Bindungsstärke der Gaskomponenten in der Flüssigkeit unterscheiden sich. Je höher die Bindungskräfte für eine einzelne Gaskomponente ausfallen, desto größer ist die Löslichkeit dieser Komponente in der Waschflüssigkeit, d. h. desto größer ist die Konzentration (und damit die aus dem Gas entfernte Menge) dieser Kom-

ponente in der Waschflüssigkeit bei gleichen Partialdrücken aller Komponenten.

Bei der Chemisorption wird die physikalische Absorption aller im Gas vorhandenen Komponenten überlagert von einer nachfolgenden, chemischen Reaktion zwischen Bestandteilen des Waschmittels und einzelnen Gaskomponenten. Diese chemischen Bindungskräfte sind stärker als die van der Waals'schen, so dass durch Chemisorption eine viel größere Beladung der Waschflüssigkeit erreicht werden kann. Während Kohlenstoffdioxid in Wasser im wesentlichen physikalisch absorbiert wird, unterliegt es bei Methanol oder Monoethanolamin (MEA) einer nachfolgenden Reaktion. Bei gleichen Partialdrücken in der Gasphase sind die Beladungen in den Chemisorptionsmitteln um ein vielfaches größer als bei Wasser. Da auch nur einzelne Komponenten mit dem Waschmittel reagieren, lässt sich dadurch eine viel größere Selektivität erzielen (absorbierte Menge an erwünschter Gaskomponente im Verhältnis zur absorbierten Menge an unerwünschter Gaskomponente).

Zur Wiedergewinnung der Waschmittel wird der Absorptionsstufe üblicherweise eine Desorptions- oder auch Regenerationsstufe nachgeschaltet. Die Regenerierung bei der physikalischen Wäsche erfolgt in der Regel durch Strippen – das Austreiben von flüchtigen Bestandteilen in die Gasphase durch Ausblasen mit einem Inertgas. Der Vorteil der chemischen Waschmittel, nämlich die höhere Kapazität und Selektivität, wandelt sich im Hinblick auf ihre Regenerierbarkeit eindeutig in einen großen Nachteil. Chemische Sorptionsmittel lassen sich nur in wenigen Fällen regenerieren, so dass eine Entsorgung des Waschmittels nach einmaligem Gebrauch erfolgen muss. Ist eine Regeneration doch möglich, so ist ein hoher thermischer Energieaufwand notwendig, da die Regeneration meistens durch Auskochen realisiert wird.

Die Wahl des Lösungsmittels hat entscheidenden Einfluss auf den notwendigen Aufwand bei der Regeneration und damit auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens. Wichtigste Auswahlkriterien für das optimale Lösungsmittel sind unter anderem von Fritz /20/ zusammengestellt worden:

- Ausreichend hohe Löslichkeit und hohe Selektivität des Lösungsmittels für die zu absorbierende Gaskomponente
- Niedriger Dampfdruck des Lösungsmittels bei Absorptionstemperatur, um Lösungsmittelverluste und damit eine zusätzliche Abgasverunreinigung zu vermeiden
- Niedrige Viskosität
- Einfache Regenerierbarkeit

- Chemische und thermische Stabilität zur Vermeidung von Korrosion
- Günstiges Umweltverhalten
- Gute Verfügbarkeit und ein niedriger Preis.

Absorptive Verfahren werden, bedingt durch die hohen investiven Kosten, „vorrangig dann eingesetzt, wenn eine partielle Kondensation des Rohgases bzw. der abzutrennenden Komponente ökonomisch und technisch nicht vertretbar ist oder Adsorption aufgrund zu großer Rohgasmengen unter gegebenen Zustandsbedingungen aufgrund eines apparativen Aufwandes nicht vertretbar ist“ /63/. In Tabelle 2-7 ist eine Übersicht über die wichtigsten physikalischen und chemischen Waschverfahren zusammengestellt.

Üblicherweise erfolgt eine Abtrennung von sauren Komponenten in Gasen – Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff –, sowie Wasserdampf mittels Absorptionsverfahren nur im großtechnischen Maßstab. Die Abtrennung von Wasserdampf erfolgt oft mit Glykolväschern, die Abtrennung von Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff häufig mit Aminwäschern. Hierbei wird insbesondere bei der Aufbereitung von Erdgas auf Absorptionsverfahren zurückgegriffen.

Um bei wechselnden Beladungen günstige Absorptionsverhältnisse einzustellen, werden zum Teil auch chemische und physikalische Absorption kombiniert eingesetzt. Als Waschlaugen finden für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung oft z. B. Monoethanolamin (MEA) – in Niederdruckverfahren und wenn nur CO<sub>2</sub> ausgewaschen werden soll – oder Diethanolamin (DEA) – in Hochdruckverfahren ohne Regeneration – Verwendung. Für die Abtrennung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S dienen Methyldiethanolamin (MDEA) oder auch Triethanolamin (TEA), wobei MDEA eine höhere Affinität zu H<sub>2</sub>S gegenüber CO<sub>2</sub> aufweist. Die genannten Verfahren werden von den großen Gasversorgungs- und Chemieunternehmen angewendet und können als „Stand der Technik“ eingestuft werden. Die komplexen Anlagen werden vollautomatisch betrieben. Probleme im Betrieb ergeben sich durch die korrosiven Laugen, die Bildung von unlöslichen Salzen und die Schaumbildung.

Für die in dieser Arbeit betrachtete Aufgabenstellung können konventionelle absorptive Verfahren nur für die Störgrößen Kohlendioxid und eventuell vorhandene Schwefelverbindungen in Frage kommen, keinesfalls jedoch die gesamte notwendige Gasaufbereitung übernehmen.

### Bewertung

Als Vorteil ist zu nennen, dass hohe Absorptionsraten bei den üblichen Verunreinigungen Kohlendioxid,





Schwefelverbindungen und Wasserdampf möglich sind und das Verfahren kontinuierlich arbeitet.

Bei konventionellen Verfahren sollte die notwendige Reinheit des Produktgases jedoch immer nur so hoch wie absolut notwendig angesetzt werden, da höchste Absorptionsraten den Lösungsmittelbedarf enorm steigern.<sup>1</sup> Als nachteilig zu werten sind hauptsächlich die sehr hohen Betriebskosten, die erst bei sehr großen Durchsätzen eine Wirtschaftlichkeit des Verfahrens erlauben. Auch eine relativ geringe Flexi-

bilität gegenüber schwankenden Rohgasmengen und Zusammensetzungen, das hohe spezifische Anlagen-gewicht und ein höherer Wartungsaufwand sind als nachteilig zu nennen.

Als ungünstig ist bei absorptiven Verfahren – insbesondere bei chemisorptiven – auch der stetige Lösungsmittelverbrauch durch unvollständige Rege-nerierung, durch Austrag aus dem Prozess über das Produktgas und der hohe Energiebedarf für die Rege-neration des Lösungsmittels zu bewerten.

Tabelle 2-7: Mögliche Absorptionsverfahren zur Entfernung von Kohlendioxid und Schwefelverbindungen

Verfahren	Absorptiv	Absorbens		Reaktionsprodukt
		physikalisch wirkend	chemisch wirkend	
kalte Pottasche-Wäsche, Catacarb-Verfahren	CO <sub>2</sub>		K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 10–12 % in H <sub>2</sub> O	KHCO <sub>3</sub>
heiße Pottasche-Wäsche, Benfield	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S		K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 15–30 % in H <sub>2</sub> O	KHCO <sub>3</sub> , KHS
Kaltlaugewäsche	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S		NAOH 8%ige Lauge	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Na <sub>2</sub> S
Heißlaugewäsche	COS		NAOH 2–4%ige Lauge	Na <sub>2</sub> CO, Na <sub>2</sub> S
Ammoniak-Wasser-Wäsche	CO <sub>2</sub>		5 % NH <sub>3</sub> in H <sub>2</sub> O	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Alkazid-Wäsche	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S		Alkazid M in H <sub>2</sub> O	((CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> NH-CH <sub>2</sub> -COOK) <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ((CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> NH-CH <sub>2</sub> -COOK) <sub>2</sub> S
Purisol-Wäsche Lurgi	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub>	N-Methylpyrrolidon		
Rektisol-Wäsche Linde, Lurgi	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , HCN, COS	Methanol		
Selexol-Wäsche Allied Chem. Corp.	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , COS, CS <sub>2</sub>	Polyethylenglykol-dimethylether		
Sulfinol-Wäsche Shell	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , COS	Tetrahydrothiophen-dioxid/ Diisopropanolamin		
Amisol-Wäsche Lurgi	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , COS, Merkaptane		Methanol-Amin-Gemisch	
MEA-Wäsche	CO <sub>2</sub>		Monoethanolamin 10–20 % in H <sub>2</sub> O	(HOC <sub>2</sub> H <sub>4</sub> NH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
MDEA-Verfahren BASF	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub>		Methyldiethanolamin MDEA 10–25 % in H <sub>2</sub> O	(HOC <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> NH <sub>3</sub> S
Sepasolv-Verfahren BASF	CO <sub>2</sub>	Methylisopropylether/ Polyethylenglykol		

1. Weiß (1993, S. 407) hat zur Optimierung und Auslegung von Wäscheverfahren Auswahlregeln aufgestellt, auf die hier verwiesen werden soll.

### 2.2.2.3 Druckwasserwäsche

Die Druckwasserwäsche ist das in Europa am meisten angewandte Verfahren zur Methan-anreicherung bzw. CO<sub>2</sub>-Abtrennung von biogenen Gasen. In Schweden werden so ca. 80 bis 90 % des Biogases aufbereitet.

Die unterschiedlichen Löslichkeiten von Methan und Kohlenstoffdioxid, auf den das Verfahrensprinzip beruht, sind in Tabelle 2-8 zusammengestellt. Aufgrund des amphoteren Charakters des Waschmittels Wassers lösen sich neben den sauren Gasbestandteilen wie CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S auch basische Komponenten wie Ammoniak weit besser als unpolare, hydrophobe Bestandteile wie Kohlenwasserstoffe. Ein Verfahrensschema für die Druckwasserwäsche zeigt Abbildung 2-6.

Zur **Vorreinigung** wird das Rohgas zunächst über einen Kiesfilter geleitet, an dem Feuchtigkeitstropfen und Schwebstoffe abgeschieden werden. Anschlie-

ßend erfolgt in einem Kompressor die Verdichtung auf einen Druck von 3 bar, wodurch sich das Gas auf ca. 100 °C erwärmt. Nach Abkühlung des Gases und der Abscheidung von Kondensat wird das Gas in einer zweiten Kompressorstufe auf ca. 9 bar verdichtet. Nach abermaliger Abkühlung wird das Gas dem Boden der Absorptionskolonne zugeführt und durchströmt diese von unten nach oben. Die Kolonne ist i. Allg. als Rieselbettreaktor ausgeführt, in der Wasser, das eine Temperatur von 25 oder 5 °C besitzt, im Gegenstrom zum Gas von oben nach unten läuft. Zur Erzielung einer möglichst großen Kontaktfläche zwischen Washwasser und Gas bei gleichzeitig geringem Druckverlust ist die Kolonne mit einer ungeordneten Schüttung gefüllt, an der das Wasser herabrieselt. Üblich ist bei hohen Kolonnen der Einsatz von Zwischenböden, auf denen das Washwasser gesammelt wird, um es über der darunter liegenden Schüttung wieder gleichmäßig zu verteilen.



Tabelle 2-8: Übersicht zu den Löslichkeiten unterschiedlicher Biogaskomponenten in Wasser bei unterschiedlichen Temperaturen; Quelle: [54]

Komponente	Löslichkeit in Wasser bei 1 bar Partialdruck des gelösten Gases [mmol/(kg*bar)]	
	0 °C	25 °C
Ammoniak	53.000	28.000
Schwefelwasserstoff	205	102
Kohlendioxid	75	34
Methan	2,45	1,32

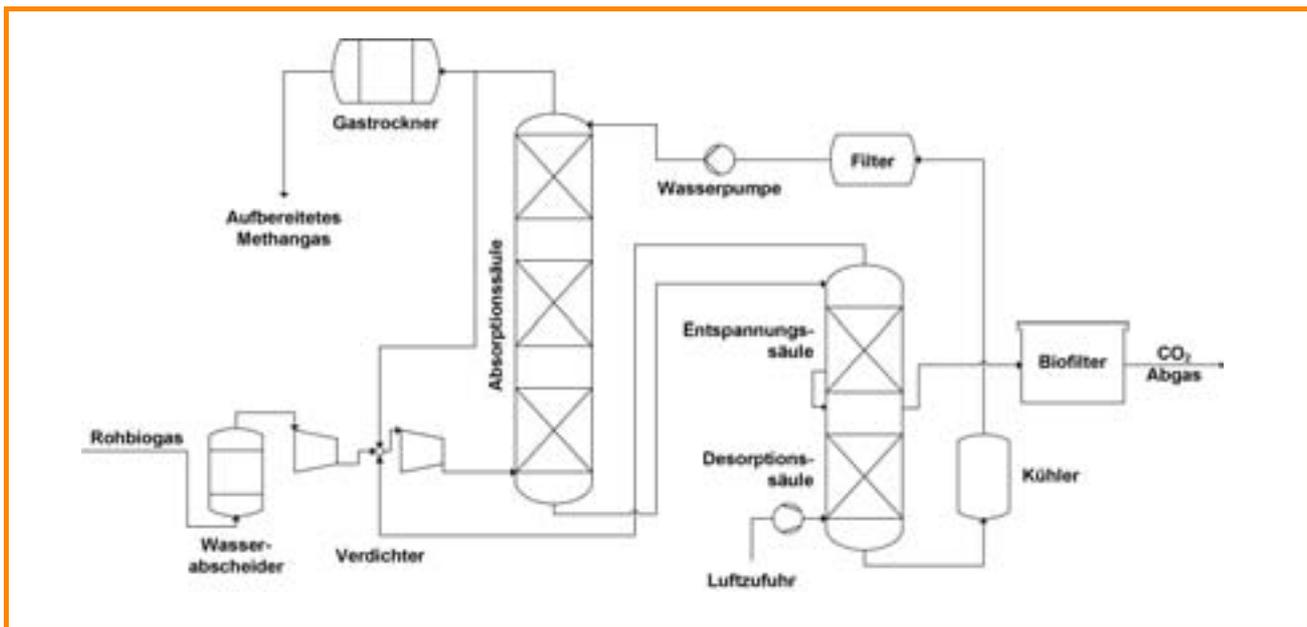


Abb. 2-6: Beispiel für ein Layout der Druckwasserwäsche von Biogas [54]



In der Absorptionskolonne lösen sich die basischen und sauren Bestandteile im Wasser. Eventuell im Rohgas enthaltene Stäube und Mikroorganismen werden größtenteils ebenfalls vom Waschwasser aufgenommen. Anhand der Tabelle 2-8 ist ersichtlich, dass bei niedrigeren Temperaturen größere Mengen absorbiert werden können; die gleiche Wirkung hat auch ein erhöhter Druck. Durch die Abkühlung des Waschwassers von 25 auf 5 °C kann die Kapazität der Anlage in etwa verdoppelt werden. Das gereinigte Gas verlässt die Kolonne mit einem Methangehalt von bis zu 96 Vol.%, mit einer geringen CO<sub>2</sub>-Restkonzentration von 1 bis 2 Vol.%. Es ist mit Wasserdampf bei der Betriebstemperatur der Kolonne gesättigt, so dass es anschließend getrocknet werden muss. Dazu bietet sich eine Kombination aus Druckwechsel- und Temperaturwechseladsorption mit Molekularsieben an. Die Einhaltung der vom DVGW-Regelwerk G 260 geforderten maximal 5 mg/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S ist bis zu einer Rohgaskonzentration von 5.000 ppm mit einer Druckwasserwäsche zu gewährleisten. Bei Rohgaskonzentrationen bis zu 10.000 ppm muss hinter der Trocknung eine weitere Entschwefelung mit einer Aktivkohleschüttung erfolgen. Alternativ kann eine biologische Entschwefelung vorgeschaltet werden /53/. Die dabei in das Biogas gelangenden Anteile von Sauerstoff und Stickstoff lösen sich nicht im Waschwasser, sondern verbleiben im gereinigten Gas und können dort Anteile von bis zu 5 Vol.% (zusammen) annehmen. Diese müssen u. U. separat über Aktivkohlen oder Membranverfahren abgetrennt werden.

Die größten Reinheiten lassen sich erzielen, wenn als Waschwasser stets frisches Wasser verwendet wird. Steht billiges Wasser zur Verfügung (z. B. Ablaufwasser aus einer Kläranlage), dann ist diese Variante, das Wasser nur für einen Kolonnendurchlauf zu nutzen, die energetisch günstigste und auch preiswerteste Alternative.

Steht nur wertvolles Trinkwasser zur Verfügung, muss dieses in einem mehrstufigen Verfahren regeneriert werden. Zunächst wird das beladene Waschwasser einem Flash-Behälter zugeführt, wo es auf einen mittleren Druck entspannt wird. Hier entweicht überwiegend das in geringen Mengen im Wasser mit gelöste Methan, das dem Rohgasstrom zur Ausbeutesteigerung vor der zweiten Verdichterstufe wieder zugemischt wird. (Dadurch sinken die Methanverluste auf ca. 2 %.) In einem zweiten Rieselbettreaktor, der prinzipiell genauso aufgebaut ist wie die Absorptions-

kolonne, wird das Waschwasser von oben nach unten über die Packung geleitet. Am Boden der Kolonne wird bei atmosphärischen Bedingungen Umgebungsluft eingeblasen. Bei diesem Strippvorgang belädt sich die Luft mit dem CO<sub>2</sub> und dem H<sub>2</sub>S, die am Kopf mit einem CO<sub>2</sub>-Gehalt von ca. 30 Vol.% und einer H<sub>2</sub>S-Konzentration von etwa 0,1 Vol.% austritt. Dieses Abgas wird zur Schwefelwasserstoffentfernung über einen Biofilter geleitet und dann in die Atmosphäre abgegeben. Bei Bedarf ist die Desorption in der Weise ausführbar, dass CO<sub>2</sub> für eine Weiterverarbeitung in technischer Reinheit gewonnen wird. Eine Nutzung des Biofilterabgases zur CO<sub>2</sub>-Düngung von Gewächshäusern ist eine weitere Nutzungsvariante.

### Bewertung

Vorteile der Druckwasserwäsche liegen in der großen Flexibilität, um sich vorherrschenden Bedingungen anzupassen: der Biogasdurchsatz ist über die Drehzahlregelung an den Kompressoren zwischen 40 und 100 % der ausgelegten Kapazität einstellbar, der Druck und die Temperatur können je nach CO<sub>2</sub>-Gehalt im Rohgas geändert werden, und die Menge des zirkulierenden Waschwassers ist auch in gewissen Grenzen variabel. Neben diesen Vorteilen der Anlagensteuerung sind auch der kontinuierliche und vollautomatische Betrieb, die leichte Wartung, die Möglichkeit der Aufbereitung eines 100 %-feuchten Gases (möglich durch nachfolgende Trocknung), die praxiserprobte Zuverlässigkeit, die Ko-Absorption von H<sub>2</sub>S und NH<sub>3</sub>, das Absorbens Wasser (uneingeschränkt verfügbar, ungefährlich, kostengünstig) sowie die geringen Kapital- und Betriebskosten zu nennen. Als Nachteil kann der hohe Energiebedarf für die Umwälzung der üblicherweise großen Waschwassermenge angeführt werden.

#### 2.2.2.4 Selexolverfahren

Die physikalische Absorption mit Selexol<sup>1</sup> als Lösungsmittel (ursprünglich entwickelt von „Allied Chemical Corp.“; Lizenz heute liegt bei der „Union Carbide“, USA) wird vorrangig eingesetzt, wenn im zu reinigenden Gasstrom hohe Konzentrationen an Schwefelwasserstoff und Kohlenstoffdioxid vorliegen oder auch nur hohe CO<sub>2</sub>-Gehalte. Sie findet besonders bei der Erdgasaufbereitung Anwendung, wird aber auch zur Klärgasreinigung in den USA genutzt. Unter den physikalischen Lösungsmitteln zählt Selexol, das wie Wasser nicht giftig und nicht korrosiv ist, mit zu

1. Selexol bezeichnet einen Mix aus Dimethylethern von Polyethylenglykol.

den am besten geeigneten, um  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  zu entfernen.

Das Verfahren verläuft ähnlich der Druckwasserwäsche mit einer Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck (hier 20 bis 30 bar) und einer Regenerationsstufe. Bei der Absorption wird die unterschiedliche Löslichkeit der sauren Bestandteile im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen ausgenutzt. Die Temperatur liegt bei  $40\text{ }^\circ\text{C}$ , bei gekühlten Prozessen auch um  $0\text{ }^\circ\text{C}$ , da mit sinkender Temperatur die Löslichkeit der sauren Bestandteile steigt. Temperaturen unter  $0\text{ }^\circ\text{C}$  sollten jedoch vermieden werden, da die Viskosität dann stark ansteigt und erheblich mehr Energie zum Umwälzen erforderlich wird. Ein wesentlicher Vorteil des Selexol-Verfahrens gegenüber der Druckwasserwäsche liegt in der deutlich größeren Löslichkeit von  $\text{CO}_2$  in Selexol. Dadurch wird erheblich weniger Waschflüssigkeit benötigt, um dieselbe Menge  $\text{CO}_2$  aus einem abzuscheiden. Deshalb ist der Energieaufwand zur Flüssigkeitsumwälzung um ein vielfaches geringer.

Wird nur  $\text{CO}_2$  aus einem trockenen, schwefelfreien Gas entfernt, ist die Regeneration genauso einfach wie bei der Druckwasserwäsche. Die Waschlösung wird in einen Flash-Behälter entspannt, das austretende, methanreiche Gas<sup>1</sup> wird zur Ausbeutesteigerung vor den Verdichter zurückgeführt. Anschließend wird das Selexol mit Luft bei moderatem Unterdruck (atmosphärisch bis 800 mbar Unterdruck) gestrippt. Das dabei abgegebene Kohlenstoffdioxid kann ohne weitere Behandlung in die Umgebung entlassen werden.

Neben  $\text{CO}_2$  lösen sich auch  $\text{H}_2\text{S}$  und COS in Selexol. Zusätzlich werden organische Schwefelkomponenten,  $\text{NH}_3$ , HCN und auch Wasser gelöst.  $\text{H}_2\text{S}$  und COS lösen sich sogar deutlich besser in Selexol (9 bzw. 2x besser löslich) als  $\text{CO}_2$ . Dieser vermeintliche Vorteil erweist sich jedoch aus wirtschaftlicher Sicht als drastischer Nachteil, da die Regeneration der Waschflüssigkeit mit Strippen bei leichtem Unterdruck nicht mehr ausreichende Reinheit des Waschmittels erreicht. Um das Selexol für die Absorption von COS und  $\text{H}_2\text{S}$  zu regenerieren, muss es ausgekocht werden. Dies erfordert einen extrem hohen Energieeinsatz in Form von Mitteldruckdampf, da Selexol einen hohen Siedepunkt zwischen  $200$  und  $350\text{ }^\circ\text{C}$  besitzt. Hier ist die Löslichkeit von Wasser in Selexol von Vorteil, da zum einen das Produktgas teilweise getrocknet wird und zum anderen der Siedepunkt der Waschflüssigkeit sinkt und damit der Energiebedarf zum Auskochen in der Heißregeneration. Eine Nach-

behandlung des Abgases ist in dieser Variante erforderlich (Rückkondensation des Waschmittels, Auffangen der Schwefelkomponenten)

### Bewertung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Selexol-Verfahren zur Kohlenstoffdioxid-Abtrennung aus trockenen, schwefelfreien Gasen eine energetisch günstigere Alternative zur Druckwasserwäsche darstellt. In Schweden ist z. B. eine Anlage für ein Rohgasmenge von  $250\text{ m}^3/\text{h}$  in Betrieb /52/. Für die hier betrachteten feuchten und schwefelhaltigen Rohgase wird der Vorteil der wesentlich geringeren Waschmittelmenge für kleine Gas Mengen mehr als aufgezehrt durch den Mehraufwand bei der Regeneration durch Auskochen. Alternativ müsste das Rohgas vor Eintritt in den Wäscher getrocknet und entschwefelt werden, oder das Selexol wird in der Regenerationsstufe nur gestrippt und ist dann nach kurzer Zeit mit  $\text{H}_2\text{S}$  gesättigt. Eine separate Entschwefelung müsste dann hinter dem Wäscher erfolgen. Eine wirtschaftliche Anwendung des Selexol-Verfahrens zur kombinierten Abtrennung saurer Komponenten ( $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$ ) und Trocknung ist nur für sehr große Gasdurchsätze realisierbar.

### 2.2.2.5 Membrantrennverfahren

Die Membrantechnik und insbesondere die Verfahren der Gaspermeation sind ein relativ neues Verfahren der Gas aufbereitung und -konditionierung. Es werden zwar heute bei der Erdgaskonditionierung bereits vereinzelt Membrantrennverfahren eingesetzt, die Trennleistungen reichen zur Zeit aber noch nicht aus, um die geforderten Produktreinheiten allein mit Membranverfahren zu erreichen. Für hohe Reinheiten müssen nach wie vor Hybridverfahren konzipiert werden. Bei der Biogasaufbereitung sind Membrantrennanlagen derzeit nur vereinzelt als Pilotanlagen in Schweden oder der Schweiz anzutreffen beziehungsweise gab es solche vor einigen Jahren in Deutschland und den Niederlanden (siehe Kapitel 4.3.2.6).

Die entscheidende Triebkraft bei Membrantrennprozessen ist bei Porenmembranen ein Druckgefälle und bei Lösungs-Diffusionsmembranen (LMD bzw. auch „dichte“ Membranen) eine unterschiedliche Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeit von Gasen über der Membran, also zwischen Feedgas und Permeat /44/. Dabei können beide Vorgänge – Diffusion und konvektiver Transport der Gasmoleküle – gleich-

1. Methan ist auch in geringen Mengen in Selexol löslich.



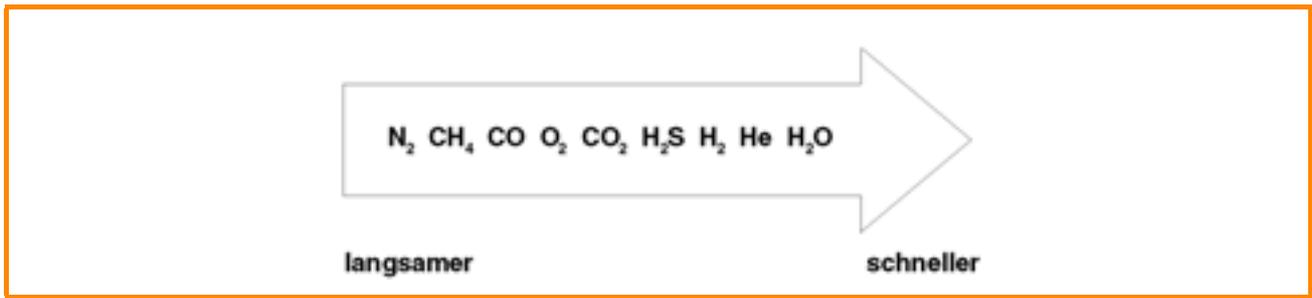


Abb. 2-7: Permeabilitäten verschiedener Moleküle

zeitig stattfinden. Entscheidend ist letztlich, wie ein Potenzialunterschied erreicht werden kann. Die Leistungsfähigkeit einer Membran wird im wesentlichen durch ihre Permeabilität  $P$  – das Produkt der Löslichkeits- und Diffusionskoeffizienten – und ihre Trenncharakteristika – das Verhältnis der Permeabilitäten von Gasen zueinander – charakterisiert, die in der Regel nur experimentell bestimmt werden kann.

Wesentliches Kriterium für die Permeation der jeweiligen Gaskomponente durch die Membran ist die Diffusion und das Lösungsvermögen der Gasmoleküle selbst. Da die Permeabilität von Kohlendioxid ca. 20-mal und die von Schwefelwasserstoff ca. 60-mal höher ist als die von Methan, wandern diese zwei Komponenten deutlich schneller durch die Membran als Methan /52/. Wie in Abbildung 2-7 qualitativ zu erkennen ist, können so mit dem Einsatz von Membrantrenntechnik  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  und andere wesentlich schneller permeierende Gaskomponenten wie z. B.  $\text{H}_2\text{O}$  vom Methan abgetrennt werden.

Für den Anwendungsfall der Gaspermeation hat sich im wesentlichen die Lösungs-Diffusionsmembran durchgesetzt, dessen Trenneffekt auf unterschiedlichen Sorptions- und Diffusionseigenschaften der verschiedenen Moleküle im Membranpolymer beruht.

Um den polymerspezifischen Transportwiderstand zu verringern und technisch interessante Flusleistungen zu erzielen, müssen dünne und gleichzeitig stabile Filme hergestellt werden. Verwertbare Membranen haben Dicken im Bereich von 0,2 bis 10  $\mu\text{m}$ . Diese dünnen Schichten können nur durch einen geeigneten Membranaufbau realisiert werden. Durch einen Komposit- oder Integral-asymmetrischen Membranaufbau erhalten die dünnen Trennschichten einen stabilen Träger, der auch einen Einsatz unter hohen Drücken ermöglicht /3/.

Übliche Bauarten sind Schlauchmembranen – als Rohr, Hohlfaser oder Kapillare konzipiert – oder Flachmembranen, die als Platten-, Wickel- oder Kissenmodule konzipiert werden. Die Schlauchtypen

bestehen in der Regel aus asymmetrisch aufgebauten Fasern, die je nach Anwendungsfall von innen oder von außen mit dem Rohgas beaufschlagt werden. Mit dieser Modulbauweise lassen sich besonders hohe Packungsdichten erreichen und sie erlauben eine kostengünstige Herstellung und Konfektionierung. Da die feinen Kapillaröffnungen leicht verstopfen, können diese Typen aber nur von reinen Fluiden durchströmt werden /3/. Flachmembranmodule bestehen aus Membranblättern, die in Taschenform oder in Bahnen verklebt oder verschweißt oder zwischen Dichtungen eingespannt werden. Derartige Membranen sind durch Spacermaterialien so voneinander getrennt, dass der Feed- bzw. Permeatstrom ungehindert die Membranfläche überströmen kann. Wickelmodule bestehen aus verklebten Membranbahnen, die um ein zentrales Permeatsammelrohr gewickelt werden. Nachteilig an dieser Bauform sind die langen Permeatwege, die zu erheblichen Druckverlusten, besonders auf der Permeatseite, führen. Vorzüge dieses Typs sind aber die kostengünstige Fertigung und relativ hohe Packungsdichten /3/.

Die Auswahl des geeigneten Modultyps richtet sich nach dem Anwendungsfall, der durch das Trennverfahren, die Volumenströme, die Betriebsdrücke und die Produktreinheiten bestimmt wird. Sind große Membranflächen erforderlich, bieten sich aus Kostengründen Hohlfaser- oder Wickelmodule an. Platten- und Kissenmodule haben kurze Permeatwege und eignen sich daher für einen Vakuumbetrieb. Sie sind hinsichtlich der Bauform sehr flexibel, da die Membranfläche und die Strömungsführung dem Trennproblem leicht angepasst werden können.

Membrantrennanlagen können in verschiedenartigen Konfigurationen konzipiert werden. Unterschiedliche Modulverschaltungen und die Auswahl verschiedener Betriebsparameter ermöglichen zahlreiche Verfahrensauslegungen /3/. Einen entscheidenden Einfluss auf die Trennleistung haben insbesondere die Modulbauform (Flach-, Hohlfaden-, Platten-, Wickelmodul), die Modulverschaltungen (Reihen- und

Tabelle 2-9: Geeignete Membrantypen für die  $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ -Gastrennung

Bezeichnung	Kurzbezeichnung	Hersteller und ggf. Handelsname
Polyethersulfon	PES	Bayer (Ultrason E 3000), BASF, Monsanto (Prism)
Celluloseacetat	C	Grace
Polyetherimid	PEI	General Electrics (Ultem)
Hydrin C	HC	Zeon
Pebax	1041, 1074, 4011	Atochem
Polyacrylat	BV 411	Röhm (Plextol BV 411)
Polydimethylsiloxan	PDMS	Wacker, GKSS
Polyhydantoin	PH	Bayer

Parallelschaltungen mit Rückführungen), der Wertstoffstrom (Permeat, Retentat) und die Druckverhältnisse (Hochdruck, Vakuum).

Um die Trennleistung zu verbessern, können Modulschaltungen mit Rückführungen eingesetzt werden. Rückführungen erfordern jedoch jeweils zusätzliche Kompressoren oder Vakuumpumpen. Die Rückführung eines Stoffstromes vergrößert außerdem den Gesamtvolumenstrom der Anlage, die dann größer dimensioniert werden muss. Der Investitionsaufwand und der Energiebedarf einer Anlage mit Rückführung liegen damit deutlich über denen einer einfachen Trennstufe.

Verwiesen sei hier auf Bhide und Stern /3/, die die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Verschaltungskonzepte zur  $\text{CO}_2$ -Abtrennung aus Erdgasgemischen mit Celluloseacetat-Membranen untersuchten. Dabei wurde festgestellt, dass zwei- bis dreistufige Kaskadenschaltungen die wirtschaftlichste Lösung darstellen. Eine einfache, einstufige Modulkonfiguration wurde aber ebenfalls gut beurteilt, da die Betriebs- und Investitionskosten vergleichsweise gering sind. Es sollte hierbei aber nicht vergessen werden, dass Erdgas in der Regel bereits unter hohem Druck zur Verfügung steht und damit eine teure und aufwändige Verdichtung entfallen kann.

Da  $\text{CO}_2$  und Schwefelwasserstoff sowie Wasser wesentlich schneller als Methan durch Membranen permeieren, fällt der Produktstrom (Methan) hochdruckseitig als Retentat an.

Demzufolge nimmt die Reinheit des Retentatstroms mit wachsender Membranfläche stetig zu, da die schneller permeierende Komponente durch die Membran abgezogen wird. Der Volumenstrom nimmt

stetig ab. Die Reinheit des Permeatstroms hingegen ist bei kleinen Membranflächen am größten und nimmt mit wachsender Membranfläche ab, während der Volumenstrom zunimmt. Die Folge ist eine abnehmende Produktausbeute bei zunehmender Membranfläche aber auch eine zunehmende Produktreinheit. In praktischen Anwendungen ist demzufolge nach einem Kompromiss aus Produktausbeute und Reinheit des Produktes zu suchen.

Voraussetzung für die Möglichkeit, Gasgemische zu trennen, ist eine Differenz der Partialdrücke auf beiden Seiten der Membran. Sie kann sowohl durch Druck auf der Feedseite als auch durch ein Vakuum auf der Permeatseite erzeugt werden. Hohe Druckverhältnisse bedeuten hohe Triebkräfte und begünstigen das Verfahren. Dabei führen unterschiedliche Absolutdrücke zum gleichen Druckverhältnis. Mit absolut höheren Drücken werden größere Abreicherungen erzielt. Mögliche Membranmodulkonfigurationen zeigt Abbildung 2-8.

Maßgeblich beeinflussend für die Wahl eines Vakuum- oder Hochdruckbetriebes sind hierbei auch die Konzentrationen der bevorzugt permeierenden Komponenten im Rohgas. Bei Konzentrationen der abzutrennenden Komponenten größer 20 bis 50 % erscheint eine Hochdruckpermeation günstiger, während z. B. im Falle eines gering belasteten Rohgases ein Vakuumbetrieb vorzuziehen wäre /42/. Der Grund hierfür liegt notwendigerweise in den zu verdichtenden Rohgasströmen. Ein Vakuumbetrieb führt aber zu geringeren Retentatreinheiten. Das Prinzip der Permeation veranschaulicht Abbildung 2-9.

Nach Bellingen /3/ führen hochselektive PEI-, PES-, und C1-Membranen in niedrigen Druckbereichen bis 10 bar auf der Feedseite und bei Einsatz eines einstufigen Membranmoduls zu den höchsten Ausbeuten.

Des Weiteren steigt die Methanausbeute mit dem Druckverhältnis wesentlich. Bei einem  $\Psi = 30$  ist das Optimum aus hoher Trennleistung und niedrigen Energiekosten erreicht.

Membrantrennverfahren eignen sich bedingt zur  $\text{CO}_2$ - und  $\text{H}_2\text{S}$ -Abtrennung von Methan bzw. Biogas. Der wesentlichste Aspekt hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten ist der notwendige Aufwand zur Verdichtung des Rohgases.

Hohe Produktreinheiten und Ausbeuten können mit den Selektivitäten der heute verfügbaren Membranen nur durch Kaskadenschaltungen mit Rückführungen erreicht werden. Bei mehrstufigen Anlagenkonfigurationen ist aber durch die erforderliche Rekompensation des Retentatstroms der Energiebedarf



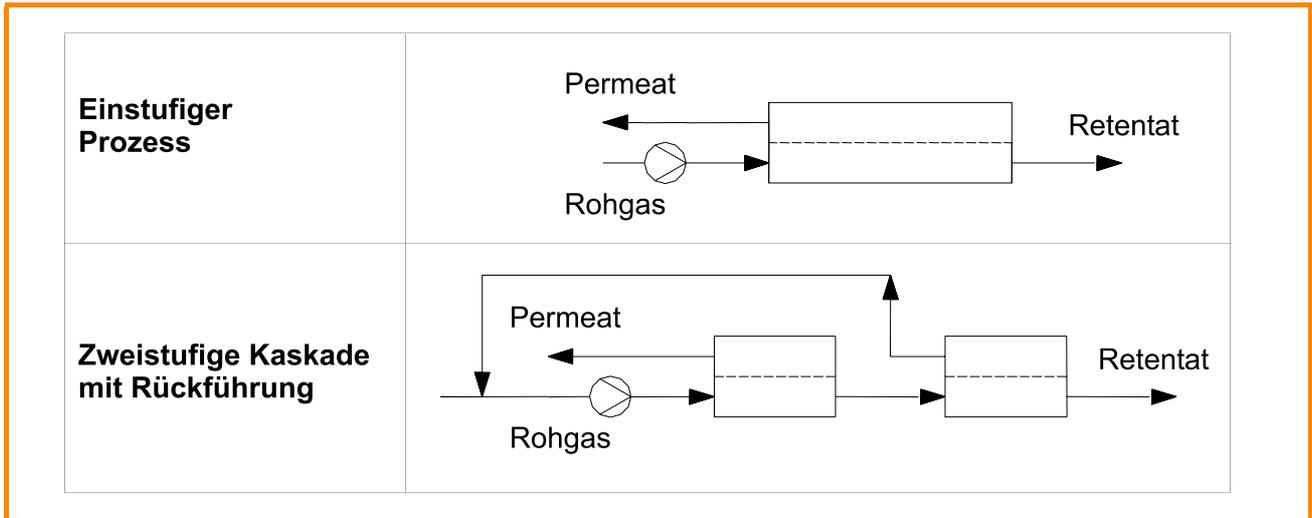


Abb. 2-8: Mögliche Membranmodulkonfigurationen

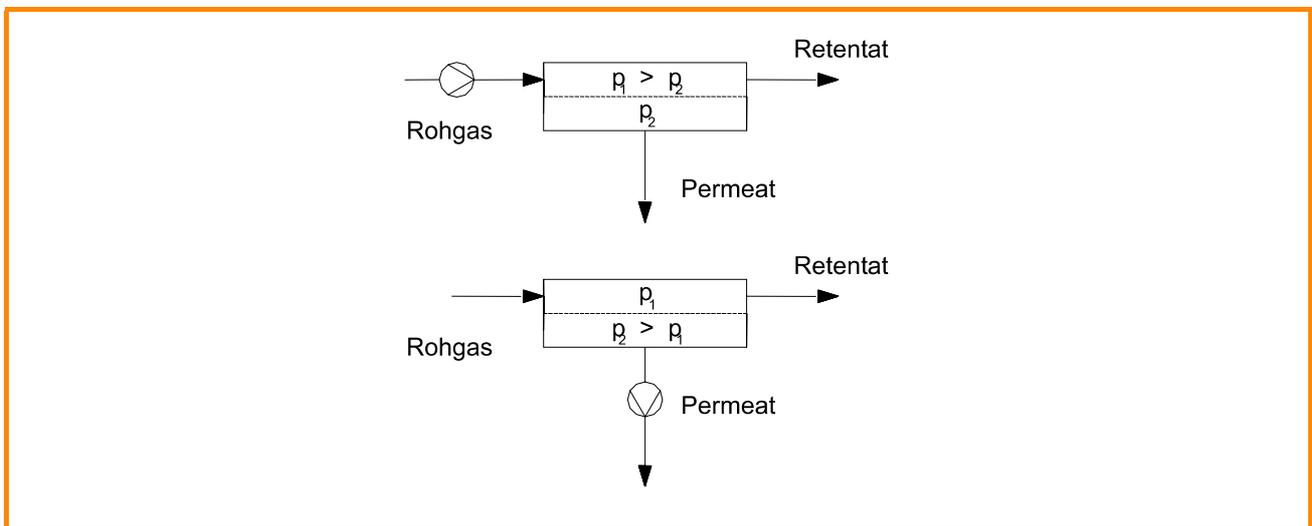


Abb. 2-9: Prinzip der Gaspermeation

sehr hoch. Einstufige Anlagen könnten zwar auch ein zufrieden stellendes Trennergebnis liefern, jedoch muss man in Kauf nehmen, dass die Methanausbeute relativ gering ist. Das Permeat, also die abgetrennten Störgrößen, müssen weiter – beispielsweise in Biofiltern – nachbehandelt werden.

Ein jüngst für die Biogasaufbereitung entwickeltes nasses Verfahren bereitet Biogas mit Hilfe mikroporöser, hydrophober Membranen auf. Aufgrund eines geringen Drucks (Atmosphärendruck bis Vakuum) auf der Permeatseite, diffundieren  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  durch die Membran hindurch, um dann auf der anderen Seite von einer Flüssigkeit (fließt im Gegenstrom zum Rohgas) absorbiert zu werden. Als Absorbens werden Natronlauge ( $\text{NaOH}$ ) für  $\text{H}_2\text{S}$  und Amin-Lösungen für  $\text{CO}_2$  genutzt. Mit diesem Verfahren kann bei Temperaturen von 25 bis 35 °C der

Schwefelwasserstoffanteil von 2 % im Rohgas auf unter 250 ppm im Reingas ( $\text{CH}_4$ -Gehalt  $> 96\%$ ) reduziert werden /64/. Als Vorteil der Niederdruckmethode gegenüber der Hochdruckmethode können die geringeren Kosten durch die Einsparung der Verdichterleistung (nur auf Permeatseite muss Vakuum erzeugt werden) genannt werden. Andererseits muss die Membranoberfläche jedoch aufgrund der geringeren Triebkraft erhöht werden, um gleiche Trenneffekte zu gewährleisten, was diesen Kostenanteil wieder ansteigen lässt.

#### Bewertung

Als Nachteil ist für den Einsatz von Membranverfahren zu werten, dass es bisher nur wenige ausgeführte Anlagen zur Erd- und Biogasaufbereitung gibt und damit nur wenig Betriebserfahrungen und Informa-

tionen verfügbar sind. Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass die Standzeiten für Membranen in der Regel nur ca. 3 Jahre betragen (Rautenbach, 1997, S. 347).

Vorteilhaft ist der sehr einfache Aufbau, die einfache, nahezu wartungsfreie und unkomplizierte Handhabung des Verfahrens und die damit verbundene hohe Betriebssicherheit. Dies ermöglicht auch eine Reinigung kleiner Gasvolumenströme, ohne dass die spezifischen Kosten überproportional ansteigen.

Membranverfahren könnten wirtschaftlich in Kombination mit Wäschern oder Adsorptionsanlagen zur Vorreinigung von Prozess-Strömen eingesetzt werden. Das Produktgas verlässt die Membrananlage hochdruckseitig und kann somit mit einer Druckwechseladsorptionsanlage kombiniert werden.

Da Membrantrennverfahren derzeit noch nicht Stand der Technik sind und sie erst ab Volumenströmen von 500 m<sup>3</sup> Rohgas je Stunde wirtschaftlich arbeiten /12/ kommen sie für die in dieser Studie betrachteten Modellfälle nicht weiter in Betracht.

#### 2.2.2.6 Kryogene Verfahren

Unter dem Begriff der kryogenen Gasaufbereitung werden zwei unterschiedliche Verfahren zusammengefasst, die beide eine Trennung von Kohlenstoffdioxid und Methan bewirken. Zum einen gibt es die Rektifikation (Gasverflüssigung), bei der flüssiges CO<sub>2</sub> entsteht, und zum anderen die Tieftemperaturtrennung, die ein Ausfrieren von CO<sub>2</sub> erreicht. Grundsätzlich verfolgen beide Reinigungsmethoden den Zweck, das Biogas in seine Hauptbestandteile CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> zu zerlegen, um diese dann separat zu speichern.

#### Bewertung

Da bisher noch kein kryogenes Trennverfahren praktische oder kommerzielle Relevanz hat werden nur einige Charakteristika kurz zusammen gefasst:

- Kryogene Trennverfahren sind technisch sehr anspruchsvolle Verfahren. Sie sind, besonders in Bezug auf die Anwendung von Biogas, nicht praxiserprobt.
- Die Verfahren benötigen einen hohen Invest- und energetischen Aufwand.
- Als kommerziell verwertbares Produkt entsteht neben Methan auch Kohlendioxid.
- Die Produkte fallen in sehr hoher Reinheit an.

#### 2.2.2.7 Bewertung und Auswahl der geeigneten Verfahren

Die folgende Übersicht (Tabelle 2-10) bietet eine Übersicht zu den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Verfahren zur Methananreicherung im Biogas. Dabei werden die unterschiedlichen Methoden hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten bewertet und zudem wird auch eine Empfehlung gegeben, ob das bewertete Verfahren einen hohen Methananteil (positiv) erreicht, ob es Wartungsarm (positiv) ist und ob der notwendige Energieaufwand gering (positiv) ist.

#### 2.2.3 Biogastrocknung und Biogasfeinreinigung

Eine Trocknung des Biogases ist zwingend notwendig, einerseits, um Korrosion (möglich durch Wirkung der Gaskomponenten CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S und O<sub>2</sub> in feuchter Umgebung) zu verhindern, andererseits, um anschließende Gasreinigungsprozesse in ihrer Wirkung nicht negativ zu beeinflussen. Eine Vortrocknung wird zunächst durch die Biogasverdichtung erreicht. Hierbei entsteht Kondensat, so dass nach der Verdichtung die Teilabscheidung von Wasser und kondensierbaren Kohlenwasserstoffen möglich ist.

Anforderungen an das einzuspeisende Gas werden durch die technische Regel G 260 der DVGW festgelegt, wobei für Kohlenwasserstoffe der Kondensationspunkt<sup>1</sup> und für Wasser der Taupunkt entscheidend sind. Für beide Temperaturen wird die Bodentemperatur beim jeweiligen Leitungsdruck als maximaler Richtwert angegeben /14/.

Als Trocknungsverfahren für Biogas sind die Adsorption mit Hilfe von Kieselgel und Aktivkohlen, die Kondensationstrocknung und die Glykolwäsche als absorptives Verfahren geeignet.

##### 2.2.3.1 Adsorptionstrocknung

Die Trocknung von biogenen Gasen mit Hilfe von Kieselgel zählt zu den adsorptiven Verfahren. Voraussetzung für die Anwendung dieses Verfahrens ist eine Vorreinigung des Gases (z. B. in Form von Filtern), damit keine Verunreinigungen wie beispielsweise Öl in den Adsorber gelangen und dort gebunden werden. Dies würde eine verminderte Aufnahmekapazität hinsichtlich Wasser nach sich ziehen und ist zu vermeiden.

1. Kondensationspunkt bezeichnet die Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen auftreten soll.





Tabelle 2-10: Bewertungsmatrix für unterschiedliche Methananreicherungsverfahren

Verfahren	Investitions-kosten	Betriebs-kosten	CH <sub>4</sub> -Anteil nach der Abtrennung	Wartungsaufwand/ Energieaufwand	Sonstiges
Druckwechsel-adsorption (PSA)	+	+	> 95 %	o/+	Praxiserprobt Erfordert vorherige Entschwefelung und Trocknung
Druckwasser-wäsche (DWW)	++	+	> 96 %	+/-	Praxiserprobt Anpassung an Gasvolumenstrom Erfordert meist zusätzliche Entschwefelung und Trocknung
Selexolverfahren	-	--	> 96 %	+/-	für große Gasvolumenströme teueres Lösungsmittel keine zusätzliche Entschwefelung und Trocknung notwendig, aber wirtschaftlich empfehlenswert
Membrantrenn-verfahren	-	k. A.	> 88 %	k. A./-	nur Pilotanlage
Rektifikation	--	k. A.	> 98 %	k. A./-	nur für große Gasvolumenströme vorherige Entschwefelung und Trocknung notwendig
Tieftemperatur-abtrennung	--	k. A.	> 99 %	k. A./-	nur Pilotanlage vorherige Entschwefelung und Trocknung notwendig CO <sub>2</sub> -Verwertung möglich

++ Investitions-/Betriebskosten niedrig  
 -- Investitions-/Betriebskosten hoch  
 - negativ/schlecht  
 o befriedigend  
 + positiv/gut

In der Praxis ist die Nutzung von anorganischem SiO<sub>2</sub> (Kieselgel, Silicagel)<sup>1</sup> als hygroskopisch wirkendes Adsorbens üblich, das in Form von Granulat oder Kugeln in der Regel in einem Festbett angebracht ist. Das vorgereinigte Biogas durchströmt den Adsorber, die Bindung von Wasser an Silicagel wird durch den Gleichgewichtseffekt hervorgerufen. Vorrangig wird dieses Verfahren bei kleinen bis mittleren Volumenströmen von 100 bis 100.000 m<sup>3</sup>/h angewandt. Als Arbeitsbereiche werden zumeist Umgebungstemperatur und Drücke zwischen 6 und 10 bar angegeben. Der erreichbare Taupunkt liegt unterhalb von minus 60 °C /32/.

Für den diskontinuierlichen Betrieb ist ein Festbettadsorber ausreichend, bei kontinuierlicher Fahrweise sind mindestens zwei Adsorber zu nutzen, die wechselseitig beladen und regeneriert werden. Die Desorption gestaltet sich in der Praxis auf zwei unterschiedliche Arten. Bei der ersten Methode (wärmeregeneriertes Verfahren) wird der beladene Adsorber im Gegenstrom mit luftfeuchtem Heißgas (Regene-

rationstemperatur 120 bis 150 °C) durchströmt, das entweder von außen als extra Regenerationsgas/-luft<sup>2</sup> zugeführt wird oder bei dem es sich um einen Teilstrom des Feed- oder des Produktgases handelt, der im Kreislauf geführt wird. Aufgrund der erhöhten Temperaturen wird das bei der Adsorption aufgenommene Wasser wieder desorbiert und mit dem Heißgas nach außen getragen. In Abhängigkeit von der Temperatur und dem Wassergehalt des Regenerationsgases stellt sich ein Restwassergehalt des desorbierten Adsorbens ein, aus dem der erreichbare Taupunkt und Trocknungsgrad des getrockneten Gases resultieren. Als gesamte Zykluszeiten (Adsorption und Desorption) werden mehrere Stunden bis Tage angegeben. Anwendung findet dieses Regenerationsverfahren vor allem bei größeren Durchsätzen, da der erhöhte Energieaufwand bei kleineren Anlagen nicht zur Wirtschaftlichkeit führt. Die zweite Methode (Heatless-Dryer-Prinzip) regeneriert den beladenen Adsorber durch Druckabsenkung/Evakuierung und Spülen mit einem entspannten Teilstrom (10 bis 25 %

1. Andere Trocknungsmittel können auch Alugel und zeolithische Molekularsiebe sein, die zwar niedrigere Taupunkte (bis zu minus 90 °C) ermöglichen, aber bei der Regeneration höhere Temperaturen und mehr Energie gegenüber Silicagel benötigen.  
 2. Die externe Luftzugabe hat den Nachteil, dass sich das getrocknete Biogas mit Luft vermischt, was für die weitere Biogasnutzung nicht erwünscht ist.

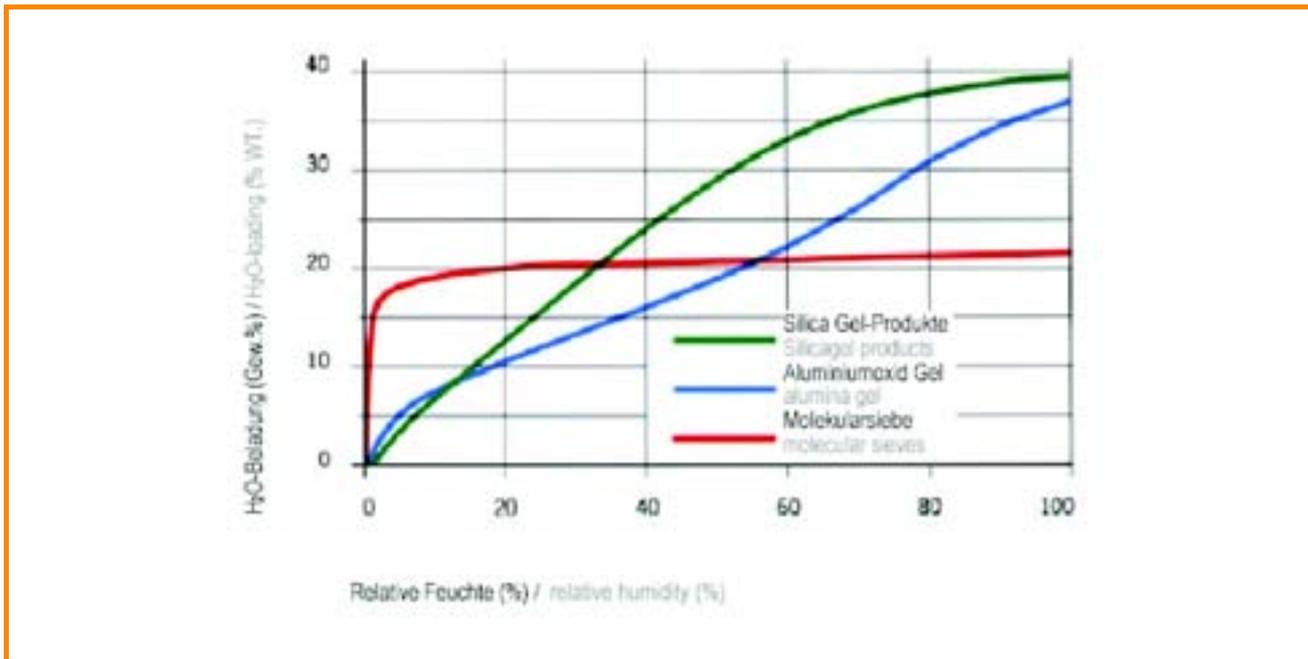


Abb. 2-10: Wasseraufnahme verschiedener Adsorptionsmittel [81/

des zuvor getrockneten Gases. Dieses Regenerationsgas fließt auch hier wieder im Gegenstrom, aber in der Regel nicht im Kreislauf. Die gesamte Zykluszeit beläuft sich auf 2 bis 10 Minuten. Gegenüber dem wärmer regenerierten hat dieses Verfahren folgende Vorteile: einfaches Verfahrensschema, Erreichen niedrigerer Taupunkte, weniger Energie sowie keine Wärmeisolation benötigt und längere Lebensdauer des Adsorbens erreicht, da keine Temperaturerhöhung erfolgt. Das Heatless-Dryer-Prinzip arbeitet jedoch nur bei kleinen Durchflussumengen wirtschaftlich [32/.

Generelle Vorteile der Trocknung von Biogas mit Kieselgel gegenüber der Kondensationstrocknung und der Glykolwäsche sind: hohe Aufnahmekapazitäten (bis zu fast 40 %) für Wasser<sup>1</sup> wie in Abbildung 2-10 ersichtlich, Erreichen sehr tiefer Taupunkte, Adsorbentien sind wiederverwendbar (durch Regeneration), verminderte Korrosionsgefahr in den Apparaten, da keine zusätzlichen Flüssigkeiten für den Prozess benötigt werden, geringe Betriebskosten. Praxisanwendung findet die Adsorptionstrocknung bei der Erdgasaufbereitung und bei der Trocknung von technischen Gasen.

### 2.2.3.2 Kondensationstrocknung

Die Kälte- bzw. Kondensationstrocknung beruht auf dem Prinzip, dass sich durch Abkühlung des Gasstroms auf eine Temperatur unterhalb des Taupunktes

Kondensat (besteht vorrangig aus Wasserdampf, aber auch aus anderen kondensierbaren Bestandteilen) bildet, das durch Phasentrennung aus dem Gas ausgeschieden wird. Je weiter die Temperatur herabgesetzt wird, desto mehr Kondensat lässt sich ausscheiden. Im Bereich der Klär- und Biogase hat sich dieses Verfahren bereits durchsetzen können. So werden bei Klärgasen Trockner, die bis zu Taupunkttemperaturen von 5 °C arbeiten, genutzt [12/.

Bei Deponiegasen gestaltet sich das Verfahren wie folgt. Durch Abkühlung (z. B. in Wärmeübertragern) des Gasstroms auf ca. 2 °C kondensieren vorrangig Anteile des im Gas vorhandenen Wasserdampfes, aber auch höhere Kohlenwasserstoffe, die im Kondensatstrom abgeschieden werden. Da die Abkühlung zu Druckverlusten führt, sollte dieser Sachverhalt während der Auslegung des Verdichters berücksichtigt werden. Nach dem Abkühlen wird der Gasstrom wieder auf 10 bis 15 °C erhitzt. Um größere Trocknungseffekte zu erreichen, ist auch eine Abkühlung auf minus 18 °C möglich, hier besteht jedoch die Gefahr einer Vereisung. Um dies zu verhindern, wird dem Gasstrom Glykol zugesetzt, das später jedoch wieder entfernt werden muss. Aus dieser zweiten Variante resultieren höhere Kosten als bei der Abkühlung auf nur 2 °C [16/.

Mit der Kondensationstrocknung lassen sich in der Regel Taupunkte von 0,5 bis 1 °C erzielen, die durch eine vorherige Gaskompression (vor der Abkühlung)

1. Spezielle Adsorbentien ermöglichen auch die Aufnahme von höheren Kohlenwasserstoffen und Öldämpfen.



weiter herabgesetzt werden können /52/. Für die Höhe der zu trocknenden Volumenströme gibt es keine Einschränkungen. Das Verfahren kann als Stand der Technik eingestuft werden, in der Industrie zählt es in den meisten Fällen zu den wirtschaftlichsten.

### 2.2.3.3 Absorptionstrocknung

Eine weitere Möglichkeit zur Biogastrocknung sind absorptive Verfahren (Wäschen), die durch Zugabe einer Flüssigkeit (Absorbens) eine oder mehrere Komponenten aus der Gasphase abtrennen. Als Absorbens werden Glykol oder Triethylenglykol eingesetzt, die aufgrund ihrer hygroskopischen Eigenschaften sowohl Wasserdampf als auch höhere Kohlenwasserstoffe aus dem Rohgasvolumenstrom auswaschen. Da die absorbierten Komponenten mit der Waschflüssigkeit keine chemischen Bindungen eingehen, handelt es sich bei diesem Vorgang um eine physikalische Absorption. Das zu trocknende Gas durchströmt die Kolonne typischerweise von unten nach oben im Gegenstrom zum Absorbens.

Ist das Glykol bzw. das Triethylenglykol gesättigt, wird es in einer zweiten Kolonne (Desorptionskolonne) durch Erhitzung auf 200 °C regeneriert /62/, indem Wasser und andere Begleitstoffe aus der Flüssigkeit verdampfen. Das gereinigte Absorbens wird anschließend wieder in den Kreislauf eingespeist und der Absorberkolonne zugeführt.

Die Absorptionstrocknung ist aus ökonomischer Sicht erst für höhere Gasvolumenströme über 500 m<sup>3</sup>/h geeignet /21/, da sie einen hohen apparativen Aufwand und hohe Kosten verursacht. In der Praxis hat sie sich vor allem bei der Erdgastrocknung etabliert.

Bei der Anwendung der vorgestellten Trocknungsmethoden auf das in dieser Studie auftretende Biogas wird zunächst die Absorptionstrocknung ausgeschlossen. Da ein wirtschaftliches Arbeiten mit diesem Verfahren erst bei höheren Volumenströmen möglich ist, kommt es hier nicht in Betracht. Von den beiden anderen Möglichkeiten wird die Adsorptionstrocknung mit Kieselgel aufgrund der bereits angesprochenen Gründe favorisiert. Die Kondensationstrocknung scheint prinzipiell auch geeignet, hier muss jedoch geprüft werden, ob der erreichbare Taupunkt für die Biogaseinspeisung ausreichend ist.

### 2.2.3.4 Verfahren zur Biogasfeinreinigung (Adsorptive Biogasreinigung mit Aktivkohle)

Das Adsorptionsverfahren mit Aktivkohle eignet sich vorrangig zur Feinreinigung von biogenen Gasen;

also zur Entfernung von Siliziumorganika, höheren Kohlenwasserstoffen und in aktivierter Form (durch Iodierung von Aktivkohle, siehe Kapitel 2.2.1.4, Seite 30) auch für Schwefelwasserstoff.

Siliziumorganika (Siloxane) sind in Ausnahmefällen in Biogasen zu finden, wenn bei der Vergärung Lebensmittelreste oder industrielle Abfälle als Co-Substrate verwendet werden. Eine Entfernung von Siliziumorganika ist notwendig, da diese zu Schäden in Brennkammern (z. B. in Motoren) führen können. Silizium-Grenzwerte in den DVGW-Richtlinien existieren jedoch nicht.

Die Adsorption zeichnet sich grundsätzlich durch einen einfachen technischen Betrieb aus. Die Siloxanentfernung mit Aktivkohle wird üblicherweise in einem Festbettadsorber durchgeführt. Aktivkohle ist sehr adsorptiv durch die große Oberfläche der umfangreichen Porenstruktur besitzt aber nur eine begrenzte Beladungskapazität für Siloxanbindung und ist nach dem Adsorptionsprozess nur sehr schwer regenerierbar. Dadurch entstehen sehr hohe Regenerations- bzw. Entsorgungskosten. Weiterhin zeigt sich die Tatsache problematisch, dass nicht nur Siloxane während der Adsorption gebunden werden, sondern auch Wasserdampf und höherwertige Kohlenwasserstoffe zugleich, die somit „freie Plätze“ in der Aktivkohle blockieren. Das verursacht eine weitere Senkung der Lebensdauer. Aus diesen Gründen ist das zu reinigende Rohgas zum einen vor der Behandlung mit Aktivkohle zu trocknen um Wasserdampf u. ä. zu entfernen, und zum anderen ist die Adsorption nur als nachgeschaltete Gasfeinreinigung geeignet, um ausschließlich Siloxane zu entfernen. Für Biogas muss eine vorherige Prüfung auf evtl. Siloxangehalt im Gas erfolgen, um dieses kostenintensive Reinigungsverfahren rechtfertigen zu können.

### 2.2.3.5 Bewertung und Auswahl

Für die in dieser Studie betrachteten Durchsätze von bis zu 500 Nm<sup>3</sup>/h (Biogas aus Fermentation) bzw. bis zu 7.000 Nm<sup>3</sup>/h (Synthesegas aus Biomassevergasung) sind die Verfahren der Gaskühlung bzw. adsorptive Gastrocknungsverfahren als geeignet zu betrachten. Die Auswahl des anzuwendenden Gastrocknungsverfahrens bzw. einer entsprechenden Kombination verschiedener Gastrocknungsverfahren ist abhängig vom Biogasaufbereitungspfad – im Wesentlichen vom CO<sub>2</sub>-Abtrennverfahren (Druckwasserwäsche oder Druckwechseladsorption) und vom Biogasdurchsatz.



Bei einer CO<sub>2</sub>-Abtrennung mittels Druckwasserwäsche ist eine nachgeordnete adsorptive Gastrocknung ausreichend. Bei kleinen Volumenströmen ist eine kalt regenerierende adsorptive Gastrocknung mit Molekularsieben zu favorisieren. Bei großen Volumenströmen ab 500 Nm<sup>3</sup>/h kann sich unter Umständen bereits ein warm regenerierendes Verfahren mit Rückführung des Spülgases vor die Druckwasserwäsche rentieren.

Bei einer CO<sub>2</sub>-Abtrennung mittels Druckwechseladsorption (PSA) ist unter Umständen eine Kombination aus Gaskühlung – nach Verdichter und vor Eintritt in die PSA – und einer Gasfeintrocknung nach der PSA notwendig. Ob eine adsorptive Gasfeintrocknung nach der PSA notwendig ist, ist abhängig von der Trennleistung der PSA, die neben CO<sub>2</sub> prinzipiell auch Wasserdampf aus dem zu reinigenden Gasstrom mit entfernt. Im konkreten Fall ist zu prüfen, ob die PSA die örtlichen Forderungen nach einem entsprechenden Taupunkt erfüllt oder eine adsorptive Gastrocknung mit Molekularsieben nachgeschaltet werden muss.

### 2.3 Gastransport, Einspeisung und Speicherung

Der Transport des Erdgases nach der Gewinnung erfolgt in der Regel über HD-Ferngasleitungen mit Betriebsdrücken von 67,5 bis 80 bar in älteren Leitungen mit Betriebsdrücken von 20 bis 40 bar. In Ausnahmefällen werden die HD-Leitungen offshore verlegt (z. B. Nordsee). Auf Grund des Druckabfalls von 0,1 bar/km sind nach 80 bis 130 km Verdichterstationen notwendig. In Deutschland werden die HD-Haupttransportleitungen als überregionale Verbundnetze von Ferngas- und Transportgesellschaften betrieben. Die Einspeisung erfolgt an Übergabepunkten an Großkunden und an in die von GVU (Gasversorgungsunternehmen) betriebenen regionalen HD-Netze. Die Ortsnetze sind vermaschte Versorgungsnetze die von HD-Leitungen in MD-Leitungen und letztendlich in ND-Leitungen übergehen (siehe Abschnitt 3.2). Diese Netze werden oft von OVU betrieben und beliefern den industriellen Endkunden (z. B. HD bei 4 bar) oder privaten Endkunden am Hausanschluss (ND bis 0,25 mbar) mittels Anschlussleitungen mit Erdgas der vertraglich vereinbarten Qualität und Menge. Gasdruckregelanlagen reduzieren den Versorgungsgasdruck auf den erforderlichen Druck der Gasverbrauchseinrichtung. Hausinnenleitungen werden als ND-Leitungen betrieben.

An den Übergangsstellen zur nachfolgenden Netzebene (siehe Abschnitt 3.2.1) sind Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM) notwendig. An den Übergabestellen vom der überlagerten Druckstufe (siehe Abschnitt 2.3.4) (HD, MD) zur unterlagerten Druckstufe (MD, ND) werden hauptsächlich Gas-Druckregelanlagen (GDR) verwendet (siehe Abschnitt Gasdruckmess- und Regelanlagen).

Im Leitungsnetz vorhandene Bauteile sind Armaturen. Eine Art der Armaturen sind Absperrvorrichtungen. Verwendet werden Scheiber, Hähne und Klappen. Die Hauptfunktion ist das Abtrennen des nachfolgenden Leitungsnetzes von der Gasversorgung. Kondensatabscheider sind als eine weitere Art Armatur im Erdgasnetz zur Sammlung und Abscheidung von kondensiertem Wasser aus dem Gasnetz notwendig.

Die Einspeisung des aufbereiteten und regelgerechten Gases erfolgt über Verdichter und/oder Druckregel- und Messanlagen.

Bei einer Einspeisung muss gewährleistet sein, dass das Gas mit einem höheren als dem entsprechenden Leitungsdruck an der Einspeisestelle vorliegt. Nach dem Stand der Technik liegt das aufbereitete Biogas verfahrensbedingt schon mit höherem Druck vor, der – je nach Aufbereitungsverfahren – bei der Einspeisung in örtliche oder Gasnetze in der Regel ausreicht.

Zu den erforderlichen Einrichtungen für die Einspeisung gehört eine Gasmess- und Regelanlage. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übernahme muss ein Nachweis über die übernommenen Energiemengen (Mengen und Brennwert), ggf. die Odorierung und den Wobbe-Index geführt werden. Außerdem müssen regelmäßig die Gasbegleitstoffe überprüft werden. Die Anforderungen an Gasmischanlagen werden im DVGW-Arbeitsblatt G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ beschrieben.

Falls das Biogas nicht als Austausch- sondern als Zusatzgas übernommen werden soll, muss ein Mischer vorgesehen werden. Anlagen zur Mischung werden Heizwert- oder Wobbe-Index geregelt, wobei Druck und Volumenstrom als Stellgrößen fungieren. Probleme entstehen in diesem Fall bei geringen Volumenströmen oder Diskontinuitäten, was eine Regelung kompliziert gestaltet. Außerdem ist die Netzgröße zu beachten, die als „Dämpfungsglied“ wirkt.

#### 2.3.1 Anschlussleitungen

Das Leitungsnetz ist ein Rohrnetz aus Stahl-, Kunststoff- und noch teilweise vorhandenen Gussrohren.



Die erforderlichen Kennzeichnungen DN gibt die Rohrnennweite und PN den Nenndruck an. Die Materialien der Rohrleitungen sind Grauguss, Stahl oder Kunststoff. Die Verbindung erfolgt bei älteren Leitungen (Guss) mit Stemmuffenverbindungen oder mit Schraubmuffenverbindungen. Die Dichtung erfolgt durch einen Gummidichtring. Stahlrohre und Kunststoffrohre werden geschweißt oder durch eine gummidichtete Muffe verbunden. Gegenüber Stahlrohren sind Kunststoffrohre weniger mechanisch beanspruchbar und bei Freilandverlegung alterungsbeständig. Vorteile der Kunststoffrohrleitungen sind die niedrigeren Kosten, die Korrosionsbeständigkeit und das isolierende Verhalten.

Die Anschlussleitung gilt als Rohrnetzerweiterung. Somit sind die örtlichen Netzgegebenheiten (Material, Nennweite, Druckstufe) zu beachten. Die Anschlussleitung ist immer mindestens eine Stufe kleiner als die Leitung, in die eingespeist werden soll. Da der spezifische Druckverlust eine geringere Bedeutung hat als in der reinen Gasfortleitung können die Anschlussleitungen auf höhere Strömungsgeschwindigkeiten ausgelegt werden (30–40 m/s bei  $PN > 16$ , 20 m/s bei  $PN 16$ , 5 m/s bei  $PN 0,1$ ).

Bei dem Gastransport durch Rohrleitungen tritt durch Druckverlust eine Abkühlung des Gases mit ca. 0,4 bis 0,6 K/bar (Joule-Thompson Effekt) auf. Damit die Abkühlung des transportierten Gases nicht unter den Taupunkt des im Gasenthaltenen Wasserdampfes erfolgt, ist eine Vorwärmung des Gases notwendig. Diese Vorwärmung wird vornehmlich in der vorgeschalteten Mess- und Regelanlage vorgenommen.

Zur Vermeidung der Außenkorrosion werden die Rohre und Schweißnähte bei der Fertigung und nach der Verlegung auf der Baustelle mit entsprechenden passiven Schutzschichten (bituminösen Materialien mit Trägereinlagen aus Glasvlies o. a. mit Schichtdicken von 4 bis 6,5 mm, zunehmend PE-Umhüllungen mit hohem elektrischen Isolationswiderstand und hoher Beständigkeit gegenüber aggressiven Medien) versehen. Die Kombination der PE-Umhüllungen mit einem Faserzementverbund schützt vor Zerstörung des Mantels und ermöglicht die kosten sparende Verwendung des Grabenaushubs zur Wiederverfüllung. Zur Vermeidung bzw. Begrenzung der Streustromkorrosion werden zusätzlich zu diesem passiven Korrosionsschutz aktive Schutzmaßnahmen durch Aufprägen eines Fremdstroms eingesetzt.

Die Einhaltung einer Gasmindesttemperatur vermeidet das Unterschreiten der Wasserdampf-Taupunkttemperatur und somit eine Innenkorrosion. In

Ferntransportleitungen stellt darüber hinaus die Auskleidung mit Epoxydharz eine wirksame Korrosionsschutzmaßnahme dar.

Die Gasverluste in den Transport- und Verteilungssystemen Deutschlands betragen 1989 mehr als 160.000 t. Sie sind zu einem erheblichen Teil auf ältere Muffenverbindungen in Verteilungsnetzen zurückzuführen und wurden bzw. werden durch kontinuierliche Sanierung der Netze vermindert.

### 2.3.2 Gasverdichtung

Verdichterstationen sind erforderlich, um Reibungsdruckverluste beim Ferntransport (Transportverdichtung) zu überwinden bzw. um einen relativ hohen Druck für unterirdische Gasspeicher (Speicherverdichtung) zu erzeugen.

In Erdgasverteilungsnetzen werden im wesentlichen drei Druckbereiche unterschieden: Hoch- (HD), Mittel- (MD) und Niederdruck (ND). In den Haupttransportleitungen, die von Vorlieferanten (Regional- und Ferngasgesellschaften) betrieben werden, wird das Erdgas unter Hochdruck zu den eigentlichen Gasversorgern befördert. Über die Mittel- und Niederdruckleitungen der regionalen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen gelangt das Gas dann bis zum Endverbraucher.

#### 2.3.2.1 Verdichterstationen und Druckregelanlagen

In Transportleitungen sind hohe Fördermengen mit einem relativ geringen Druckverhältnis zu verdichten. Turboverdichter mit Industriegasturbinen als Antrieb werden verwendet. In großen Anlagen wird zur Verbesserung des Wirkungsgrades der Gasturbine ein Dampfturbinenprozeß nachgeschaltet. Bei Gasspeichern werden geringere Fördermengen mit einem relativ hohen Verdichtungsverhältnis eingespeichert, wozu Kolbenverdichter mit Gasmotorantrieb (überwiegend Zweitakt-Otto-Verfahren) einzusetzen sind. Ein Teil des zu verdichtenden Gases wird als Antriebsenergie verwendet. Zur Gewährleistung ausreichender Zuverlässigkeit und Variabilität der Fördermenge und des Druckverhältnisses werden neben Drehzahlverstellung, Bypass- und Drosselregelung mehrere Verdichter in Parallel- und/oder Reihenschaltung installiert. Eine zusätzliche Reserveeinheit mit der Leistung der größten installierten Betriebseinheit wird empfohlen. Sie sichert eine Mindestfördermenge für den Fall der planmäßigen oder außerplanmäßigen Außerbetriebsetzung eines Verdichters.

Zum sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von Verdichterstationen sind neben einer Notstromversorgung noch folgende Komponenten erforderlich:

- Kühler zur Abführung der Motorverlustwärme und zur Einhaltung einer maximalen Gastemperatur von ca. 50 °C;
- Anlagen zur Staubentfernung mittels Prallplatten-, Winkelblech- oder Zyklonabscheidern und zur Filterung mit feinporösen Materialien, z. B. Keramik, Faservlies und imprägniertem Papier;
- Brenngaszuführung für den Antriebsmotor mit Flüssigkeitsabscheider, Druckregelung und Überdrucksicherung, die den Verdichter bei Erreichen eines Grenzwertes abschaltet;
- Entspannungssystem mit zentralem Ausbläser, der ca. 10 m hoch über der Station angeordnet ist;
- Pumpverhütungsleitung mit automatisch geregelter Bypassarmatur zwischen Druck- und Saugstutzen des Turboverdichters, die das Auftreten gefährlicher Schwingungen beim Unterschreiten eines Mindestvolumenstroms durch Öffnen dieser Armatur verhindert;
- Mess- und Analysegeräte für den Volumenstrom und die Gasbeschaffenheit;
- Trocknungsanlagen mit hygroskopischen Flüssigkeiten oder regenerierbaren Adsorptionsmitteln (Silikagel, Aktivkohle) zur Reduzierung des Wasserdampfgehalts bzw. Einhaltung einer Taupunkttemperatur von 5 °C, womit die Hydratbildung weitgehend verhindert wird.
- Sicherheitstechnik: automatische Gaswarn- und Brandmeldeanlagen sowie Feuerlöscheinrichtungen.

### 2.3.2.2 Biogasverdichtung

Eine Verdichtung des Biogases ist zum einen von den örtlichen Gegebenheiten bei der Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz (Druckniveau der anliegenden Leitung) und zum anderen vom konkreten Biogasaufbereitungsverfahren abhängig. Einige Gasaufbereitungsverfahren wie beispielsweise die Druckwechseladsorption, die Biogasfeinreinigung mit Aktivkohlen oder eine Gaswäsche verlangen gewisse Mindestdrücke für eine technisch bzw. wirtschaftlich optimale Betriebsweise.

Druckwechseladsorptionsanlagen arbeiten bei einem Betriebsdruck von 4 bis 10 bar /47/, die Betriebsdrücke bei absorptiven Gasreinigungsanlagen (Wäschen) schwanken je nach Absorptionsverfahren zwischen 6 bar und sehr hohen Drücken von bis zu 70 bar. Eine Gasreinigung mit Aktivkohle wird über-

wiegend bei Anlagendrücken zwischen 0,1 und 1 bar Überdruck durchgeführt.

Das Druckniveau der Niederdruckleitungen liegt in der Regel unterhalb von 0,1 bar und ist auf höchstens 0,12 bar begrenzt (abhängig vom regionalen Gasversorgungsunternehmen). Mitteldruckleitungen werden in Bereichen von 0,1 bis 1 bar und Hochdruckleitungen mit Drücken ab 1 bar betrieben. Der Hochdruckbereich wird oftmals noch in die Bereiche 1 bis 4 bar bzw. 4 bis 16 bar unterteilt /10/. Hierbei ist zu bedenken, dass eine Biogaseinspeisung in Hochdrucknetze aus energetischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht mehr sinnvoll erscheinen kann, da die aufzubringende Verdichtungsarbeit quadratisch mit dem Druckverhältnis zunimmt und mögliche Synergien mit Gasaufbereitungsverfahren nicht mehr nutzbar sind. Weiterhin auftreten kann auch eine vierte Druckstufe (Höchstdruck), die Drücke größer als 16 bar umfasst.

Bei einer Verdichtung des mit Wasserdampf gesättigten Biogases fällt Kondensat an, das abgeschieden werden muss. Mit einer Biogasverdichtung kann also eine Gasvortrocknung erfolgen; allerdings müssen die eingesetzten Verdichter auch für feuchte Gase geeignet sein. Mögliche Verschmutzungen im Biogas sowie auch bestimmte Gaskomponenten wie z. B. Schwefelwasserstoff, die die Funktionsweise des Verdichters einschränken können, müssen bei der Auswahl des Verdichters ebenfalls berücksichtigt werden. Viele Verdichterbauarten sind ölgeschmiert. Dabei ist mit Restölgehalten von ca. 1 bis 3 mg/m<sup>3</sup> im Gas zu rechnen, die bei bestimmten nachfolgenden Gasreinigungsverfahren, wie beispielsweise einer Biogasreinigung mit Aktivkohlen oder einer Druckwechseladsorption, zu technischen Problemen führen können. Trockenlaufende Verdichter arbeiten zwar ohne Ölschmierung, haben aber den Nachteil, dass die Leckgasmenge deutlich über der bei ölgeschmierten Verdichtern liegt und dass Materialabriebe das verdichtete Gas verunreinigen können. Auch der Wirkungsgrad dieser Bauart ist schlechter. Hinsichtlich der Fördermenge und des zu erzielenden Enddrucks des Biogases erscheinen prinzipiell Hubkolbenverdichter, Drehkolbenverdichter (Vielzellenverdichter, Flüssigkeitsringverdichter, ölfreie Schraubenverdichter) und bei größeren Volumenströmen in bestimmten Fällen auch Turboverdichter (Radial- und Axialverdichter) geeignet. In Erdgasnetzen (und oft auch in der Verfahrenstechnik) werden für den Rohrleitungstransport vorrangig nur Turbo- und Hubkolbenverdichter verwendet. Übliche Anwendungsgebiete, Durchsätze und Enddrücke für die unterschiedlichen Verdichterarten sind nachfolgend aufgelistet, wobei





diese Angaben als Richtwerte zu verstehen sind /60/, /48/.

In Tabelle 2-11 sind mögliche Anwendungsbereiche ausgewählter Verdichter für Faulgas, Grubengas oder Erdgas (Gasarten sind dem Biogas durchaus ähnlich) der Firma „Gardner Denver Wittig GmbH“ gegenübergestellt.

Membranverdichter sind für die Verdichtung von biogenen Gasen zwar technisch geeignet, jedoch auf-

grund ihrer technisch aufwendigen Konstruktion nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig zu Hubkolbenverdichtern. Diese Verdichter werden für sehr spezielle und somit auch sehr kostenintensive Anwendungen, wie beispielsweise für den Hochdruckbereich (Enddrücke bis zu 4.000 bar /60/) und für die Verdichtung von Edelgasen, verwendet.

<b>Hubkolbenverdichter</b>	kleine bis mittlere Durchsätze, Enddrücke über 10 bar; günstiger spezifischer Energieverbrauch, geringere Lebensdauer als Turbokompressoren, höherer Wirkungsgrad als Schraubenverdichter
<b>Drehkolbenverdichter</b>	kleine bis große Durchsätze, i. d. R. kleine Enddrücke, ggf. zweistufige Ausführung durch Hintereinanderschaltung von zwei Einheiten
<i>Vielzellenverdichter:</i>	Hohe Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit, Verdichtung verunreinigter oder verstaubter Medien möglich, Probleme mit kondensierenden Dämpfen, 1-stufig mittlere Durchsätze bis zu 5.400 m <sup>3</sup> /h und Enddruck bis 5,2 bar; 2-stufig mittlere Durchsätze bis zu 1.800 m <sup>3</sup> /h und Enddruck bis 11 bar
<i>Flüssigkeitsringverdichter</i>	ölfreie Verdichtung, Hohe Zuverlässigkeit, unempfindlich gegenüber Flüssigkeiten und Stäuben, mittlere Durchsätze von 1.400–3000 m <sup>3</sup> /h; 1-stufig Enddruck bis 2,5 bar, 2-stufig Enddruck bis 6 bar
<i>Schraubenverdichter:</i>	ölfrei, geringer Verschleiß, hohe Laufruhe und Lebensdauer (20.000 bis 50.000 Betriebsstunden), hohe Betriebssicherheit, unempfindlich ggü. Verschmutzungen und aggressiven Medien, mittlere Durchsätze von 540–21.600 m <sup>3</sup> /h; 1-stufig Enddruck bis 6 bar, 2-stufig Enddruck bis 14 bar
<b>Turboverdichter</b>	hohe Laufruhe, geringer Verschleiß (Betriebszeiten bis 6 Jahre)
<i>Radialverdichter:</i>	mittlere bis große Durchsätze von 2.000–100.000 m <sup>3</sup> /h, größere Durchsätze möglich; Drücke bis 300 bar
<i>Axialverdichter:</i>	kleine bis große Durchsätze von 50–70.000 m <sup>3</sup> /h, größere Durchsätze über 1.000.000 m <sup>3</sup> /h möglich; Drücke selten über 10 bar, höhere Drücke möglich; höherer Wirkungsgrad und kleinere Abmaße als Radialverdichter

Tabelle 2-11: Übersicht Gasverdichter der Fa. „Gardner Denver Wittig GmbH“ – Einsatzbereiche und Eigenschaften von Verdichtern für Faulgas, Grubengas oder Erdgas; Quelle: [72] und eigene Bearbeitung

Bauart	Förderbereich [m <sup>3</sup> /h]	Überdruck [bar]	Eigenschaften
Rotationsverdichter	100–5.000	1–2,5	ölgeschmiert, Restölgehalte 1–5 mg/m <sup>3</sup>
(Vielzellenverdichter)	150–3.000	3–10	ölgeschmiert, Restölgehalte 1–5 mg/m <sup>3</sup>
Seitenkanalgebläse	4–1.100 250–1.900	0,2–0,58 0,1–1	pulsationsfrei, ölfrei, leiser als Drehkolbengebläse
Drehkolbenverdichter	20–10.000	0,1–1,4	ölfrei, nicht druckstoßfest

Eine nach subjektiven Gesichtspunkten erstellte Übersicht zur groben Bewertung der oben vorgestellten Verdichterbauarten zeigt Tabelle 2-12. Hierin werden vier verschiedene Eigenschaften mit einer einfachen Bewertungsskala von negativ/schlecht (-) über befriedigend (o) bis positiv/gut (+) beurteilt, wobei sich die anwendungsorientierte Beurteilung der Verdichter auf die Eignung hinsichtlich des in dieser Studie vorkommenden Biogases (Volumenströme von 50 m<sup>3</sup>/h, 250 m<sup>3</sup>/h und 500 m<sup>3</sup>/h) und auf sich anschließende Gasreinigungsverfahren mit den bereits erwähnten typischen Druckniveaus bezieht. Anschließend wird eine Empfehlung gegeben, ob eine Anwendung sinnvoll erscheint oder nicht.

Tabelle 2-12: Bewertung unterschiedlicher Verdichterbauarten nach ausgewählten Kriterien

Verdichterart	Druck	Durchsatz	Lebensdauer	Anwendung empfohlen?
Hubkolbenverdichter	+	+	o	Ja
Vielzellenverdichter	o	+	+	
Flüssigkeitsringverdichter	o	-	+	
Schraubenverdichter	o	o	+	
Radialverdichter	o	-	+	Nein
Axialverdichter	+	-	+	Ja

- negativ/schlecht  
o befriedigend  
+ positiv/gut

Die Tabelle 2-12 ist keineswegs als Richtlinie zu verstehen, sondern als erster Anhaltspunkt für die Vorauswahl des richtigen Verdichtertyps. In der Praxis muss eine sorgfältige Auswahl mit dem Verdichterhersteller zusammen erfolgen, da neben den oben beispielhaft genannten Eigenschaften noch eine Reihe weiterer Kriterien (z. B. Gaszusammensetzung, Feuchtegehalt des Gases, Pulsation des Gasstroms, Aufstellungsort des Verdichters, etc.) diesen Prozess beeinflussen.

### 2.3.3 Gasspeicherung

Zu unterscheiden sind 3 Fälle, die einen Gasspeicher notwendig machen:

- Speicher vor der Aufbereitung
- Speicher für Flüssiggas/Luft-Zumischung
- Pufferspeicher zur Einspeisung.

Gas aus fermentativer Erzeugung wird in Biogasanlagen vor einer Aufbereitung in Trocken- und Nassgasbehältern auf folgenden Druckniveaus gespeichert:

- Drucklos 0–5 mbar
- Niederdruck 10–50 mbar
- Mitteldruck 10–20 bar
- Hochdruck > 20 bar.

Da die Biogasproduktion nicht immer kontinuierlich erfolgt und ständigen Schwankungen unterliegt, sollten Möglichkeiten zur Biogaslagerung geschaffen werden, um eine kontinuierliche Verwertung des Biogases zu erreichen.

Gründe für den unregelmäßigen Biogasanfall sind beispielsweise unterschiedlich große Mengen, die zu vergären sind, oder auch differierende Substrate mit ungleichen Trockenrückstandgehalten, aus denen verschiedene Abbauzeiten resultieren. Die Hauptursache liegt jedoch in der Betriebsweise des Fermenters und in der Aktivität der Mikroorganismen. Da sowohl ein BHKW als auch eine Gasaufbereitung einen möglichst konstanten Volumenstrom benötigen, muss eine entsprechende Speicherung erfolgen. Grundsätzlich sollte eine kontinuierliche Gasproduktion angestrebt werden, so dass Angebot und Nachfrage für Biogas im Gleichgewicht stehen, woraus auch geringere und somit kostengünstigere Speicherkapazitäten resultieren /1/.

Die Speichergröße ist im Allgemeinen abhängig von der durchschnittlichen Gasproduktion pro Tag, der Nutzung des Biogases und der Betriebsweise der Produktionsanlage. Als sinnvolle Größen werden als Speichervolumen 30–50 % des täglichen Gasanfalls angegeben, wobei auch diverse Sicherheitszuschläge anzusetzen sind, die Höchstgrenze bildet die Speicherung einer Tagesproduktion von Biogas /1/. Diese Richtgrößen erscheinen verständlich angesichts der Tatsache, dass aus energetischer Sicht betrachtet 1.000 l Biogas nur 0,6 l Heizöl entsprechen, so dass für die Speicherung von Biogas ein erhöhter Raumbedarf<sup>1</sup> entsteht. Eine längerfristige Biogaslagerung ist demzufolge aus wirtschaftlichen und praktischen Gründen nicht geeignet.

Bei der Speicherung von Biogas werden die Verfahren grundsätzlich in drei Druckbereiche eingeteilt, wobei als vierte Einteilung ggf. auch der Hochdruckbereich genannt werden kann (siehe Tabelle 2-13). Vor allem bei der Verwendung des Biogases als Treibstoff wird diese letzte Variante genutzt.

1. Biogas benötigt ca. den 1.500-fachen Raumbedarf von Heizöl.





Drucklose und Niederdruckverfahren eignen sich aus kostenspezifischer Sicht vor allem für kleinere und mittlere Anlagen. Bedingt durch hohe Investitionskosten und einen erhöhten Energiebedarf für die Gasverdichtung und -entnahme finden Mittel- und Hochdruckverfahren hingegen eher bei Großanlagen Anwendung. Vorteil ist, dass proportional mit dem Druck auch die speicherbare Menge an Biogas steigt.

Tabelle 2-13: Druckbereiche der Biogasspeicherung;  
Quelle: [1] sowie [36] und eigene Bearbeitung

Druckbereich	Betriebsdruck [bar]	Übliche Speichergröße [m <sup>3</sup> ]	Speicherausführung
Drucklos	0–0,005	10–2.000	Fermenter Ballon-/ Folienspeicher
Niederdruck	0,01–0,05	100–2.000	Gasometer Doppelmembranspeicher
Mitteldruck	5–20	1–100	Stahl-Druckbehälter
Hochdruck	200–300	0,1–0,5	Stahlflaschen

Zu den drucklosen Speicherverfahren gehört zunächst der Fermenter selbst, in welchem sich das erzeugte Biogas in geringen Mengen ansammeln kann, um dann in entsprechend größere Speicher transportiert zu werden. Die speicherbaren Mengen sind dabei natürlich nur gering. Für größere Mengen bietet die Firma „Ceno Tec GmbH“ ein spezielles Hochsilodach für Fermenter an [70]. Mit diesem ist es möglich, die Dachneigung je nach Biogasanfall so zu variieren, dass größere Mengen Biogas gespeichert werden können. Aufgrund der besonderen Konstruktion und der eingesetzten Materialien wird eine lange Lebensdauer, Vermeidung von Geruchsemissionen um ca. 95 %, eine hohe Witterungsbeständigkeit und eine hohe Standsicherheit gewährleistet. Wartungskosten treten nicht auf, eine Inspektion aller zwei Jahre wird empfohlen. Die Biogasentnahme erfolgt über einen speziellen Schacht. Als zweite Möglichkeit für drucklose Biogaslagerung werden Gassäcke genutzt, die in unterschiedlichen Formen und Abmessungen verfügbar sind. Die Speicherung resultiert hier aus der Änderung des Volumens, d. h. durch Einleiten des Gases in den Gassack, analog dem Prinzip eines Luftballons. Dementsprechend auch oft als Ballon- oder (Folien-)Kissenspeicher bezeichnet, bestehen diese Zwischenspeicher aus einer Folie (vorwiegend aus PVC) und werden dann eingesetzt,

wenn der Gasdruck, d. h. die Füllmenge des Innenraums, nicht allzu stark schwankt. Als Schutz vor Witterungseinflüssen werden die Gassäcke in Schutzbehälter eingehängt oder auch in nicht genutzten Betriebsgebäuden abgestellt. Die Entleerung der Speicher erfolgt mit Hilfe spezieller Konstruktionen, die als Belastungsgewicht auf den Ballons fungieren und so einen Druck ausüben. Als Anbieter können hier wieder die „Ceno Tec GmbH“ [70] genannt werden sowie auch die „Klärgastechnik Deutschland GmbH“ [78]. Typische Baugrößen liegen im Bereich von 100 bis 1.500 m<sup>3</sup>, andere Größen sind auf Anfrage auch lieferbar. Bedingt durch die Einfachheit der Gassäcke werden sie als kostengünstigste Lösung für die Biogasspeicherung angesehen.

Verfahren zur Niederdruckgasspeicherung werden zunächst unterschieden in Nass-Gasspeicher und Trocken-Gasspeicher. Bei Nass-Gasspeichern handelt es sich um Gasometer, die entweder aus einer Glocke oder einer Scheibe bestehen. Am Rand mit einer Sperrflüssigkeit (i. d. R. Wasser oder Gülle) versehen bewegen sich Glocke/Scheibe durch den Auftrieb des Gases je nach Füllzustand auf und ab. Die erzeugten Drücke von 5 bis 10 mbar werden durch das Gewicht der Glocke/Scheibe auf das gespeicherte Gas erzeugt. Anwendungen dieser Technik auf die Biogasspeicherung sind sehr selten anzutreffen. Vielmehr wird daher auf Trocken-Gasspeicher in Form von Membran-/Doppelmembranspeichern zurückgegriffen, die das Gas in hochwertigen, korrosionsbeständigen Kunststoff-/Gummimembranen lagern [80]. Diese zeichnen sich durch schnelle Fertigung und Montage, da es sich um Standardprodukte handelt, hohe Qualität und Sicherheit, lange Lebensdauer sowie ein kostengünstiges Preis-/Leistungsverhältnis aus. Doppelmembranspeicher bestehen i. d. R. aus drei Membranen. Die Bodenmembran übernimmt die Abdichtung gegenüber dem Fundament, die Innenmembran speichert das Biogas, die Außenmembran dient zur Stabilisierung der gesamten Konstruktion und schützt vor Witterung. Übliche Größenordnungen für Doppelmembranspeicher liegen im Bereich von 100 bis 2.000 m<sup>3</sup>. Sollten mehr Speicherkapazitäten benötigt werden, können die einzelnen Speicher problemlos miteinander gekoppelt werden. Weitere Vorteile sind die Wartungsfreiheit und die Möglichkeit der Montage auf bereits bestehenden Hochbehältern u. ä., wobei dann die Bodenmembran nicht benötigt wird. Die Gasentnahme erfolgt durch ein Druckerhöhungsgebläse, welches einen Druck auf die Innenmembran erzeugt.

Weitere Möglichkeiten zur Biogasspeicherung sind Verfahren, die bei der Speicherung von Erdgas durchgeführt werden. Hier ist zum einen die Gasverflüssigung und die anschließende Speicherung in Tanks zu nennen, die bei Biogas aufgrund der hohen Kosten aber nicht in Frage kommt (siehe Kapitel 2.2.2.6). Als zweite Option sind Untergrundspeicher unter der Erdoberfläche in Form von Poren- oder Kavernenspeichern denkbar. Porenspeicher sind ehemalige Erdgaslagerstätten, die sich in Tiefen von bis zu 2.700 m befinden. Das Gas wird hierbei in Hohlräumen des Gesteins, d. h. in Poren und Rissen gespeichert. In Kavernenspeichern werden diese Hohlräume künstlich erzeugt. Oftmals handelt es sich dabei um Salzkaavernen, wobei die Hohlräume aus dem Salzgestein ausgelaugt werden. Bei der Untergrundspeicherung handelt es sich um technisch anspruchsvolle Verfahren, mit denen sehr große Mengen Gas gespeichert werden können. Die Gase werden bei 100 bis 200 bar gelagert. Die daraus resultierende hohe Verdichtungsarbeit und die dadurch entstehenden hohen Kosten führen zu der Schlussfolgerung, dass diese Verfahren nicht für die Biogasspeicherung geeignet sind.

### 2.3.4 Gasdruckmess- und Regelanlagen

Mit dem Begriff der Gasdruckmess- und Regelanlage werden Kombinationen aus Gasmessanlagen und Gasdruckregelanlagen bezeichnet.

**Gasmessanlagen** (GMA) sind Anlagen im Erdgas-Leitungssystem, mit denen der Gasvolumenstrom gemessen wird. Die Messung wird mit Gaszählern, die nach unterschiedlichen physikalischen Prinzipien arbeiten, durchgeführt. Er wird zwischen einfachen Betriebsmessungen, die der Netzsteuerung dienen, und hoch genauen Abrechnungsmessungen unterschieden.

**Gasdruckregelanlagen** (GDRA) befinden sich an den Schnittstellen verschiedener Leitungen, Netzteile oder Netze. Ihre Aufgabe ist es, den Volumenstrom und den Gasdruck zu regeln und zu begrenzen. Das Gas wird von einem Eingangsdruck auf einen niedrigeren Ausgangsdruck entspannt. In der Regel schwankt der Eingangsdruck, während der Ausgangsdruck über den Volumenstrom konstant zu halten ist.

Gasdruckregelanlagen werden häufig mit Gasmessanlagen zu **Gasdruckmess- und Regelanlage** (GDRM-Anlagen) kombiniert, so dass der Gasvolumenstrom direkt in eine „Durchflussleistung“ umgerechnet werden kann. Wird auf eine vorgegebene Gasmenge pro Zeiteinheit (z. B. als Stunden- oder

Tagesleistung zur Bezugsoptimierung einer Übergabeleistung) geregelt, wird dies als Mengen-Regelung bezeichnet. Neben der Druckregelung und Mengemessung wird das nachgeschaltete Netz über Sicherheitseinrichtungen gegen eine Überschreitung des zulässigen Leitungsdruckes geschützt. Zusätzlich zu den Komponenten zur Druck-Regelung, Mengemessung und Sicherheit werden weitere Anlagenbauteile benötigt: Isoliertrennstellen, Absperrorgane, Filter und Abscheider, evtl. Vorwärmer und Heizung, Thermometer, Temperaturlaufnehmer, Manometer, Druckaufnehmer, Stromversorgung, Datenerfassung, Datenfernübertragung, Mengenumwerter, Tarifgeräte und das Gebäude.

Für Planung, Bau, Ausrüstung und Betrieb einer GDRM-Anlage sind die geltenden Vorschriften und Regeln einzuhalten. Ausgehend vom Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist bei Anlagen über 16 bar Betriebsdruck die Verordnung über Gas-Hochdruckleitungen (GasHL-VO) anzuwenden. Bei geringeren Drücken kommen die in untenstehender Tabelle genannten, allgemein anerkannten Regeln der Technik zur Anwendung (Normen und DVGW-Regelwerk). Ein besonderes Genehmigungsverfahren ist für Anlagen bis einschließlich PN 16 nicht erforderlich, die Einhaltung der örtl. Bauvorschriften reicht aus. Bei Anlagen über PN 16 ist ein Verfahren nach GasHL-VO anzuwenden.

Abbildung 2-11 zeigt schematisch eine zweischienige Gasdruckmess- und Regelanlage mit den wesentlichen Komponenten. Von den beiden Strecken ist im Regelfall nur je eine in Betrieb, während die andere in Bereitschaft ist.

Das Gas gelangt über eine Isolierstelle in die eigentliche Anlage. Es folgen Filter bzw. Abscheider und die Gasvorwärmung. Letztere ist immer dann erforderlich, wenn nach der Expansion auf das niedrigere Druckniveau die Gefahr der Unterschreitung des Taupunktes gegeben ist. Nach den zwei Sicherheitsabsperrventilen je Strecke folgen die Gasdruckregelung und die Schalldämpfung, danach die Mengemessung. Das Gas gelangt schließlich über die zweite Trennstelle in das nachgelagerte Netz.

Im Netz der öffentlichen Gasversorgung herrschen zum überregionalen Transport von Erdgas Betriebsdrücke von bis 80 bar. Für den Transport im nachfolgenden Leitungsnetz wird der Druck in Gasentspannungsanlagen auf den ortsüblichen Netzdruck, meist ohne Nutzung der freiwerdenden Energie, gedrosselt. In sogenannten Entspannungsmaschinen kann die Drosselarbeit zum Antreiben eines Generators genutzt werden /10/.



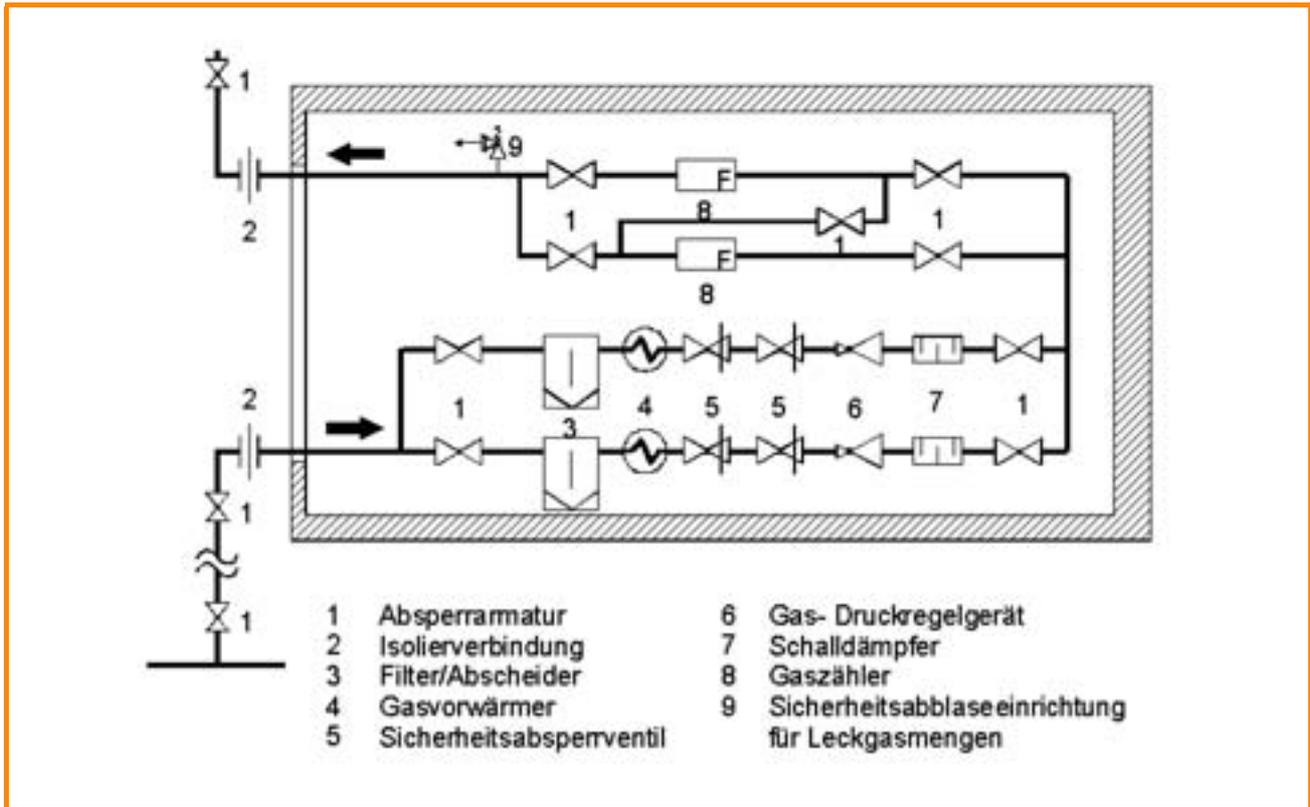


Abb. 2-11: Gasdruckmess- und Regelanlage

### 2.3.5 Gasbeschaffenheitsmessanlage

Von den Gasmessanlagen und den Gasdruckregelanlagen sind zusätzlich die Anlagen zur Gasbeschaffenheitsmessung zu unterscheiden. Unter dem Begriff „Gasbeschaffenheit“ werden die Größen Brennwert, Heizwert, Dichte, Wobbe-Index (Abrechnungsrelevanz), als **brenntechnische Kenndaten**, CO<sub>2</sub>, Gasbegleitstoffe, O<sub>2</sub>, Schwefelkomponenten als **Hauptbestandteile**, der **Wassertaupunkt** und der **KW-Kondensationspunkt** zusammengefasst.

Je nach den Anforderungen werden alle oder einzelne der oben genannten Größen ermittelt. Als Messgeräte werden Prozessgaschromatographen zur Ermittlung der Hauptbestandteile, Kalorimeter zur Ermittlung des Heizwertes, Dichtemessgeräte zur Dichtebestimmung, Einzelmessgeräte (z. B.: CO<sub>2</sub>, S, H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>), Taupunktspiegel zur Taupunktbestimmung, kapazitiver Feuchtesensor zur Kondensationspunktbestimmung.

Die Messgeräte werden in aller Regel in einen abgezweigten Messgasstrom eingebunden, der nach der Analyse abgeblasen wird. Kann eine Messung nicht vor Ort durchgeführt werden, kommen automatische Probenehmer zum Einsatz. Damit kann eine

Gasprobe entnommen werden, die einen repräsentativen Durchschnitt der Gaszusammensetzung über den jeweiligen Messzeitraum darstellt. Diese Methode eignet sich vor allem für Gase mit geringer Schwankungsbreite bei denen zusätzlich davon auszugehen ist, dass keine Gasbegleitstoffe auftreten, die nicht in das nachgeschaltete Netz gelangen dürfen.

Die analytischen Methoden zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit sind in G 261 („Prüfung der Gasbeschaffenheit“) und G 488 („Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb“) zusammengestellt. Ferner gilt EN ISO 13686 „Erdgas Beschaffenheitsbestimmung“.

Die Kontrolle der Gasbeschaffenheit ist unter rechtlichen Gesichtspunkten im Hinblick auf die Produkthaftung erforderlich (H<sub>2</sub>S, Taupunkt, Abwesenheit von vermuteten sonstigen Gasbegleitstoffen). Unter technischen Gesichtspunkten ist sie für die Steuerung der Konditionierungsanlage erforderlich. Nur mit einer Gasbeschaffenheitsmessung in Echtzeit kann vor allem bei der Einspeisung von Zusatzgas kompatible Gasbeschaffenheiten bezügliche Heizwert, Brennwert und Wobbe-Index sichergestellt werden. Bei der zeit- und wärmeäquivalenten Über-

nahme/Übergabe nach der Verbändevereinbarung dient die Gasbeschaffenheitsmessung als Steuergröße.

Sofern die Gasdruckmess- und Regelanlage auch zur Abrechnung zwischen verschiedenen Vertragspartnern dient, sind die Vorschriften gemäß der DVGW-Richtlinie G 685 zu beachten. Insbesondere bei der Einspeisung in örtliche Versorgungsleitungen sind hier die unter Abschnitt 5.4 der G 685 und insbesondere 5.4.2 genannten Regeln zur Zumischung sowie zu Misch- und Pendelzonen zu beachten.

### 2.3.6 Odoriereinrichtungen

Gase, die in die öffentliche Gasversorgung gelangen, müssen entsprechend G 260 odoriert werden, um eine Gefährdung der Nutzer sowie des Bedien- und Wartungspersonals beim Ausströmen des ansonsten geruchlosen Erdgases zu vermeiden.

Bei der Einspeisung in Transportleitungen entfällt in aller Regel die Odorierung, da diese Gase nicht direkt an Endkunden verteilt werden, sondern zuvor in nachgeschaltete Netze ausgespeist werden, wo eine Odorierung stattfindet. Eine Odorierung kann darüber hinaus entfallen, wenn lediglich kleine Gasmen- gen im Vergleich mit den bereits im Netz vorhande-

nen Mengen eingespeist werden. In diesem Fall ist eine Vereinbarung zwischen dem Biogas-Produzenten und dem Netzbetreiber erforderlich.

Zur Odorierung kommen gewöhnlich Anlagen mit einer mengenabhängig gesteuerten Dosierung zum Einsatz, bei der das Odoriermittel über eine Impfdüse in den Gasvolumenstrom eingebracht wird, siehe Abbildung 2-12. Zu unterscheiden sind die mit Erdgas oder Stickstoff druckbeaufschlagte Anlage und die drucklose Anlage. Letztere steht über einen Aktivkohlefilter direkt mit der Umgebungsatmosphäre in Verbindung.

Die Anpassung der Odoriermittelmenge an den Gasdurchsatz erfolgt über Steuergeräte. Diese bewirken bei der mengenabhängigen Dosierung die proportionale Zugabe des Odoriermittels. Die aus der Gasmengenmessung gelieferten Impulse werden dabei in einem Steuergerät verarbeitet und als Stellgröße der Dosierpumpe zugeführt. Odorieranlagen müssen durch wöchentliche Kontrollen oder Fernüberwachung überwacht werden um eine fehlerfreie Funktion sicherzustellen. Die Anforderungen an Odorieranlagen und Odoriermittel regeln die Arbeitsblätter G 280 und G 281.

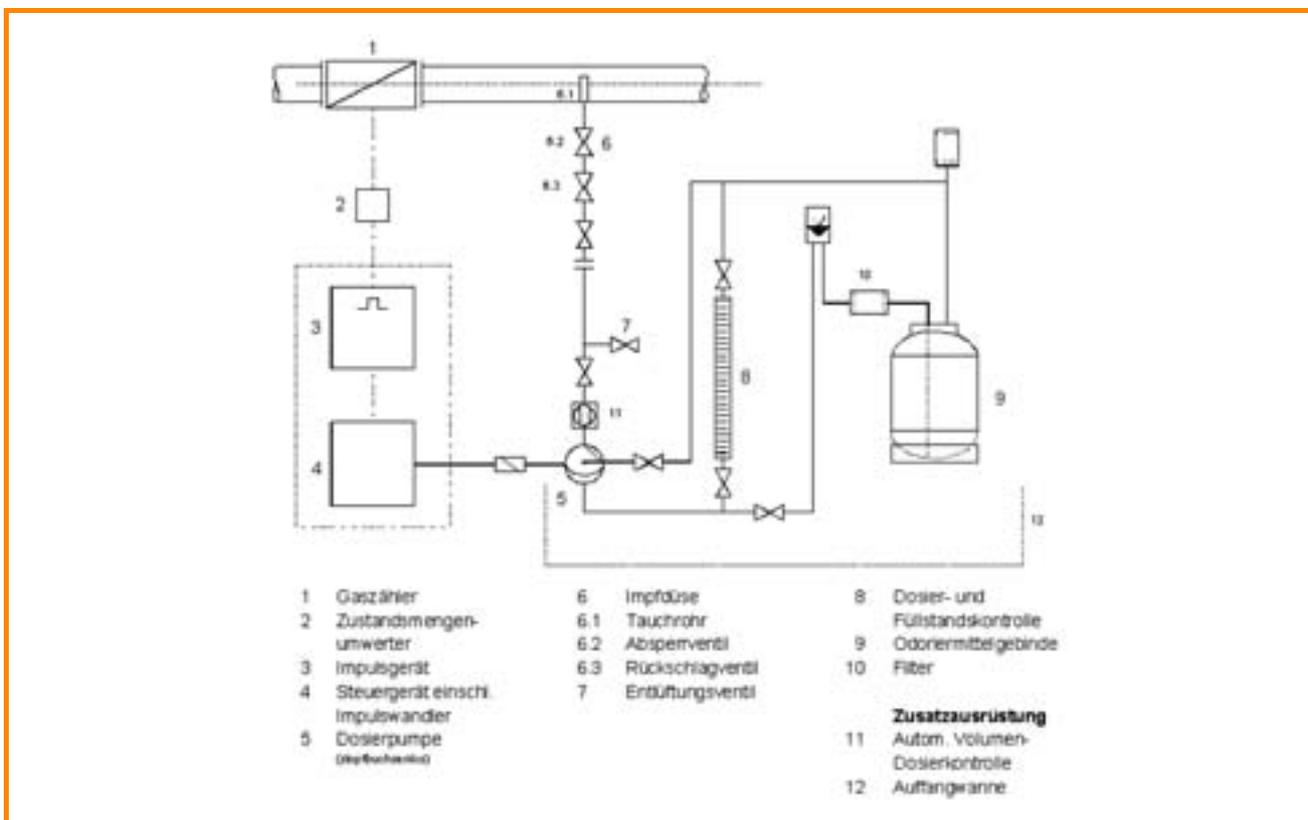


Abb. 2-12: Schematische Darstellung einer Odorieranlage nach G 280

### 2.3.7 Konditionierungsanlagen und Gasmischanlagen

Unter „Konditionierung“ soll hier nicht primär die Einstellung brenntechnischer Kenndaten des Grundgases verstanden werden (z. B. Herstellung von L- aus H-Gas), sondern die am Verwendungszweck als Austausch oder Zusatzgas orientierte Regelung der Einspeisung.

Mischanlagen sind Heiz- oder Wobbewert gesteuert und sollten kontinuierlich betrieben werden können, d. h. eine gleichmäßige Abnahme von Gas sollte gewährleistet sein.

Starke Gasbeschaffenheitswechsel bewirken großen Regelaufwand und benötigen ein Netz, welches als „Dämpfung“ dient.

Zu unterscheiden sind die drei Fälle:

1. Einspeisung als Austauschgas (L-Gas): Es sind keine zusätzlichen Anlagenteile erforderlich. Das Gas kann ohne Mischer bei ausreichendem Druck mit einer Anlage nach Abbildung 2-13 eingespeist werden.
2. Einspeisung mit Flüssiggas/Luft Zumischung: Zusätzlich ist eine Anlage zur Zumischung des Flüssiggas/Luft-Gemisches bzw. der Luft vorzusehen.
3. Einspeisung als Zusatzgas: Es ist eine Mischeinrichtung zusätzlich zu der Einspeiseanlage nach Abbildung 2-13 notwendig.

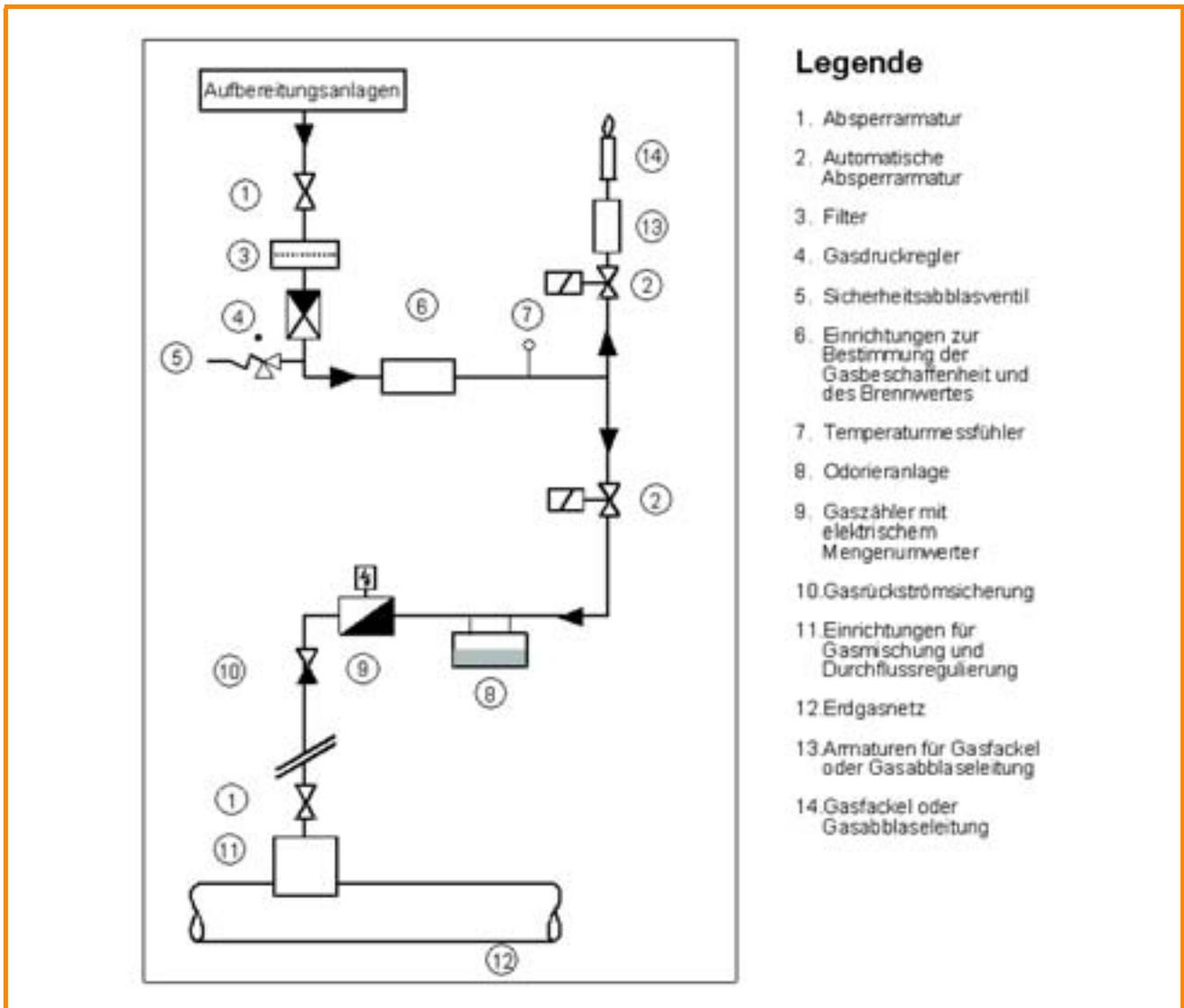


Abb. 2-13: Darstellung einer Biogas-Einspeisung

Mischanlagen bestehen aus Injektoren in denen das unter höherem Druck stehende Treibgas (Erdgas) das Fördergas (Luft) ansaugt und verdichtet.

Die Anforderungen an Gasmischanlagen werden im DVGW-Arbeitsblatt G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ beschrieben.

In Abbildung 2-13 ist die mögliche Anordnung der notwendigen Einrichtungen zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz dargestellt.

Im Einzelfall kann entsprechend vertraglicher Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Einspeiser auf verschiedene Einrichtungen verzichtet oder eine Einspeiseanlage um zusätzliche Einrichtungen ergänzt werden.

## 2.4 Erfahrungen im europäischen Ausland

In Deutschland gibt es zurzeit nur eine Biogasanlage, an der Biogas auf Erdgasqualität im Pilotmaßstab aufbereitet wird. Die größeren Projekte, in denen Klär- oder Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, sind seit Jahren eingestellt. Allerdings sind – forciert durch den Innovationsbonus im Erneuerbare-Energien-Gesetz – inzwischen einige Projekte zur Biogasaufbereitung und -einspeisung in Vorbereitung, die in den nächsten Jahren den kommerziellen Betrieb aufnehmen werden. Ein erster Spatenstich wurde bereits durchgeführt.

Im europäischen Ausland werden derzeit in mindestens vier Staaten Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität betrieben (Schweden, Schweiz, Niederlande und Frankreich). Dabei wird mindestens in der Schweiz, in Schweden und in den Niederlanden ein Teil des aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz eingespeist.

In den Niederlanden erfolgt an insgesamt 4 Standorten die Aufbereitung von Deponiegas auf ein Gas mit ca. 90 % Methananteil und eine partielle Einspeisung in das öffentliche Gasnetz. Als Verfahren der Aufbereitung wird sowohl die Druckwasserwäsche als auch das Druckwechsel-Adsorptionsverfahren angewendet. Biogas aus landwirtschaftlichen Anlagen wird nicht aufbereitet.

Da die Aufbereitung des Gases aus Biogasanlagen nur in Schweden und in der Schweiz realisiert wird, folgen detailliertere Erläuterungen der Situation in diesen Ländern.

### 2.4.1 Erfahrungen in der Schweiz

In der Schweiz werden seit ca. 10 Jahren Erfahrungen mit der Aufbereitung von Biogas gesammelt. Überwiegend werden dabei Biogasanlagen zur Verwertung von separat erfassten häuslichen Bioabfällen, Grüngut und Speiseabfällen genutzt. Der Vorteil dieser Anlagen liegt unter anderem in dem geringen Gehalt an Schwefelwasserstoff im Biogas im Vergleich zu Gülleanlagen. Weitere Vorteile des Schweizer Konzeptes sind die komplette Verwertung aller Endprodukte der Verwertungsanlagen. hat das Substrat den Reaktor nach ca. 15 Tagen passiert, so wird der flüssige Anteil vom Feststoff separiert. Dabei entstehen die Endprodukte Kompost und Flüssigdünger. Das gebildete Biogas wird entweder verstromt oder auf Erdgasqualität aufbereitet. Im Fall der Verstromung muss hier die Abnahme der BHKW-Wärme gewährleistet sein.

Es existieren zur Zeit sechs Anlagen, die Biogas aufbereiten (vier Biogasanlagen, die Biomasse verwenden und zwei Kläranlagen. [nach Aussage von Herrn Würzler, Kompogas AG]). Zwei der Biogasanlagen speisen das aufbereitete Gas in das öffentliche Gasnetz ein.

Zur Nutzung von Biogas als Treibstoff gibt es 14 „Naturgastankstellen“ bei einem gesamten Erdgastankstellennetz von 57 Stück. Die Abrechnung erfolgt nach einer Input-Output-Bilanz. Dabei wird als Input das eingespeiste Gasvolumen und als Output das an den Tankstellen abgegebene Gasvolumen in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Der Tankstellenpreis für 1 kg Naturgas beträgt CHF 1,38 was 0,92 € entspricht. Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2006 rund 100 Gastankstellen zu bauen.

Der Erfolg des Konzeptes ist unter anderem auf die gute Zusammenarbeit von Anlagenbetreibern, Anlagenherstellern und Gaslieferanten zurückzuführen. Dabei wurden durch die vertraglichen Vereinbarungen klare Konditionen ausgehandelt, welche die Einspeisung von Biogas für alle Beteiligten wirtschaftlich sinnvoll macht.

Am Beispiel der Biogasanlage Otelfingen wird eine Anlage exemplarisch eingehender dargestellt. In der Anlage werden jährlich 10.000 t Grüngut (ähnlich der Biotonne) sowie Speiseabfälle verwertet. In einem liegendem Fermenter mit einer Verweilzeit von ca. 15 Tagen werden ca. 5.000–6.000 m<sup>3</sup> Biogas täglich produziert. Über eine Druckwechsel-Adsorptionsanlage, mit einer Kapazität von 50 m<sup>3</sup>/h, wird ein Teil des Biogases zum Betrieb einer Gastankstelle aufbereitet. Da an diesem Standort nicht die gesamte Bio-





gasproduktion als Treibstoff vertrieben werden kann, wird ein Teil der Biogasproduktion in zwei BHKW mit einer elektrischen installierten Leistung von  $190 \text{ kW}_{el}$  bzw.  $90 \text{ kW}_{el}$  ohne Gasaufbereitung verstromt.



Abb. 2-14: Naturgas-Tankstelle in der Schweiz



Abb. 2-15: PSA Aufbereitung in Otelfingen (Schweiz)

Es wird voraussichtlich im Frühjahr/Sommer 2005 eine zusätzliche Biogasanlage mit Gasaufbereitung in Betrieb genommen, bei der durch zunehmende Betriebserfahrungen und größere Gasmengen die spezifischen Kosten der Gasaufbereitung möglichst halbiert werden sollen [nach Aussage von Dr. J. C. Weber, Erdgas Zürich AG].

#### 2.4.2 Erfahrungen in Schweden

Auch in Schweden liegen viele Erfahrungen mit der Aufbereitung von Biogas zu Fahrzeugtreibstoff bzw. auf Erdgasqualität vor. Derzeit sind rund 20 Aufbereitungsanlagen in Betrieb. An zwei Standorten erfolgt

die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz. Neben einigen Druckwechseladsorptionsanlagen werden vorwiegend Druckwasserwäsche-Anlagen schwedischer Produktion eingesetzt. Das Biogas, das hier aufbereitet wird, stammt in gut der Hälfte der Fälle aus Kläranlagen, an den anderen Standorten werden industrielle Reststoffe (z. B. Schlachtabfälle, Reststoffe aus der Zucker- und Kartoffelindustrie) und kommunale getrennt erfasste Bioabfälle in Biogas umgewandelt. Die Gasaufbereitung ist nach den schwedischen Gasnormen (für Erdgasleitungen und für Fahrzeuggas) zu dimensionieren, so dass 96–98 % Methangehalt gewährleistet werden müssen und im Fall der Gasnetzeinspeisung der Heizwert des Erdgases erreicht werden muss. Letzteres führt dazu, dass in beiden Einspeisungsanlagen Propan zum aufbereiteten Biogas zudosiert werden muss, da die Erdgasleitungen mit H-Gas aus dem Nordseeraum betrieben werden.

In der Regel sind die Aufbereitungsanlagen direkt mit Biogas-Tankstellen verbunden oder mit bis zu 7 km langen Biogasleitungen mit diesen verbunden. Aufgrund des Fehlens eines klaren finanziellen Anreizsystems zur Nutzung von Biogas zur Energiebereitstellung existieren sehr unterschiedliche Nutzungsformen des Biogases, wobei die Erzeugung von Elektroenergie die Ausnahme bildet. Meist wird an einem Anlagenstandort auch eine Mischung verschiedener Nutzungsformen realisiert. Vorwiegend wird das Biogas jedoch als Fahrzeugtreibstoff genutzt. Auf dieser Basis werden in mehreren Städten Teile des kommunalen Busverkehrs ökologisch aus Sicht der Emissionen vorteilhaft betrieben. Insgesamt werden in Schweden rund 50 Erdgastankstellen betrieben. Dabei wird rund 50 % allen verkauften Gases aus Biogas gewonnen /52/. Mit dem Gas werden heute ca. 4.700 gasgetriebene Kraftfahrzeuge betrieben. Zur weiteren Förderung der Gasnutzung als Treibstoff wird das Tankstellennetz ausgebaut und die Mehrkosten für die Anschaffung eines gasbetriebenen Fahrzeuges wird von den meisten Kommunen zu rund 50 % gefördert.

Die größte schwedische Anlage steht in Stockholm Henriksdal und wird vom kommunalen Wasserversorger betrieben. Hier wird in der größten Kläranlage Stockholms das Abwasser größtenteils unterirdisch gereinigt. Bei der anaeroben Klärschlammfäulung wird Biogas erzeugt, das z. T. für den Eigenwärme- und Strombedarf in 4 Blockheizkraftwerken á  $700 \text{ kW}_{el}$  und drei Heizkesseln (max.  $6,9 \text{ MW}_{th}$ ) genutzt wird. Derzeit werden parallel dazu rund  $600 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Rohgas auf Erdgasqualität ( $> 98 \%$

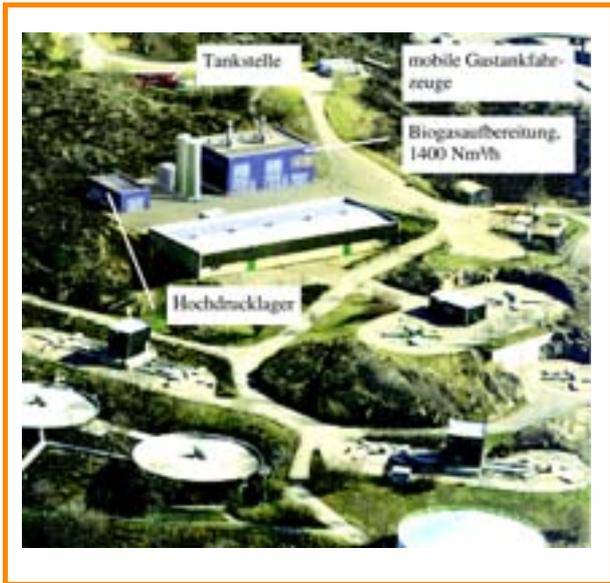


Abb. 2-16: Ansicht der Biogasaufbereitungsanlage Stockholm-Henriksdal

Methan) mit einer schwedischen Druckwasserwäsche aufbereitet und odoriert. Zusätzlich ist eine Erweiterung der Anlage um  $800 \text{ Nm}^3/\text{h}$  im Bau. Das aufbereitete Biogas wird für den Betrieb einer Biogastankstelle auf dem Betriebsgelände, einer Biogastankstelle in einem ca. 3 km entfernten Busdepot und zur Wärme- und Kochgasversorgung eines ca. 1,5 km entfernten Wohngebietes verwendet.

Nach Betreiberangaben hat die Aufbereitungsanlage einschließlich Tankstelle und Druckgaslager ca. 10 Mio. € (die reine Aufbereitungseinheit ca. 1,5 Mio € für  $600 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ; die Einheit für  $800 \text{ Nm}^3/\text{h}$  wird ca. 1,3 Mio € kosten) gekostet. Als Erzeugungskosten für das aufbereitete Biogas einschließlich aller Fest- und Betriebskosten werden  $0,65 \text{ €/Nm}^3$  aufbereitetes Reingas vom Betreiber angegeben. In einer Untersuchung wurden die Methanverluste bei der Aufbereitung mit 2 % beziffert. Die Anlage wird seit 2003 laut Betreiberangaben sehr zufriedenstellend und weitestgehend störungsfrei betrieben. Abbildung 2-16 zeigt die Außenansicht der Aufbereitungsanlage.

Ein anderes Anlagenbeispiel ist die Aufbereitungsanlage Norrköping, die vom Energieversorger Sydkraft betrieben wird. Sie soll zukünftig nach Ausbau des Erdgasnetzes eine Stützung des Gasbedarfes realisieren können. Das Biogas wird auch hier aus der Klärschlammfäulung der Kläranlage für 105.000 Einwohnergleichwerte gewonnen, welches vor Installation der Gasaufbereitungsanlage 2004 in einem Blockheizkraftwerk genutzt wurde. Die damit entfallene Fermenterbeheizung wird nun mit Fernwärme realisiert. Es werden ca.  $250 \text{ m}^3/\text{h}$  Rohgas mit einer Druck-

wasserwäsche aufbereitet. Laut Auskunft des Herstellers erfolgt die Wäsche mit Abwasser aus der Kläranlage und weist einen Elektroenergieverbrauch von ca.  $0,5 \text{ kWh}$  pro Kubikmeter aufbereitetem Biogas auf (Rune Simonsson, Malmbergs Water AB). Als Besonderheit ist zu bemerken, dass die Anlage als vollständiges Kompaktmodul weitestgehend vormontiert (bis auf die Waschkolonne) zum Betriebsstandort transportiert wurde und nach rund 3 Wochen nach Lieferung in Betrieb genommen werden konnte. Das erzeugte Gas mit rund 97 % Methananteil wird für eine Tankstelle auf dem Betriebsgelände und



Abb. 2-17: Kompaktbiogasaufbereitungsanlage Norrköping

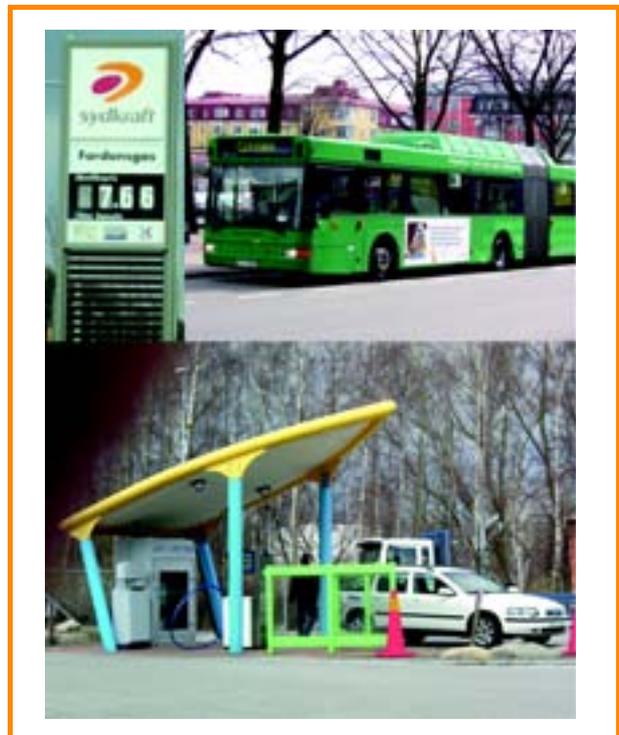


Abb. 2-18: Biogastankstelle und mit Biogas betriebener Bus in Kristianstad





eine Tankstelle im ca. 4 km entfernten Busdepot eingesetzt.

Die Biogasanlage Kristianstadt-Karpalund erzeugt seit 1998 Biogas aus industriellen organischen Abfällen (Schlachtereiabfälle, kommunaler Bioabfall, Gemüseverarbeitungsrückstände, Fettabscheiderreste, Kartoffelindustrierückstände u. a.). Damit wird eine sehr hohe Rohgasqualität von bis zu 80 % Methan erzeugt. Dieses Rohgas wird zum größten Teil in einer Fernwärmeerzeugungsanlage in ca. 4 km Entfernung verwendet. Überschüssiges Gas wird gemeinsam mit Klärgas der kommunalen Kläranlage seit 1999 zu Fahrzeugtreibstoff in einer Anlage zur Aufbereitung von bis zu 175 m<sup>3</sup>/h Rohgas in einer Druckwasserwäsche aufbereitet. Das Reingas wird in einer Tankstelle am Betriebsgelände und einer Tankstelle des kommunalen Busunternehmens vertrieben. Der Gaspreis an der Zapfsäule beträgt 0,84 €/l Benzinäquivalent. (Abbildung 2-18).

An der Biogasanlage Helsingborg-Filborna wird als weiteres Beispiel seit 1996 (Versuchsanlage 15 Nm<sup>3</sup>/h) bzw. 2003 (Großanlage) eine Druckwechsel-Adsorptions-Anlage zur Biogasaufbereitung betrieben. Das Biogas wird ausschließlich aus industriellen Reststoffen (Kartoffelindustrie, Schlachtabfälle, Fettabfälle etc.) erzeugt. Daraus resultiert ein Biogas mit knapp 80 % Methananteil. Das Biogas wird zu einem Teil (350 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas) in der Druckwechsel-Adsorptionsanlage auf rund 98 % Methananteil aufbereitet. Ein noch größerer Anteil des Rohbiogases wird gemeinsam mit dem vorhandenen Deponiegas genutzt, um in einer kombinierten Biogas- und Dampfturbine (0,8 MW<sub>el</sub>, 1,5 MW<sub>th</sub>), zwei BHKW (1,2 MW<sub>el</sub>, 1,6 MW<sub>th</sub>) und einem Kessel (4 MW<sub>th</sub>) Strom und Fernwärme zu erzeugen. Das aufbereitete Biogas wird an der neben dem Abfallverwertungsbetrieb gelegenen Biogastankstelle für 20 Abfallsammelfahrzeuge, 4 LKW und rund 70 PKW angeboten. Der überschüssige Anteil des aufbereiteten Gases wird – vorwiegend nachts – nach Odorierung und Zudosierung von ca. 6 % Flüssiggas seit Mitte 2004 in das Erdgasnetz in die Mitteldruckstufe eingespeist. Falls das Biogas für die Fahrzeugbetankung nicht ausreichen sollte, besteht auch die Möglichkeit, das Erdgas direkt zur Druckerhöhung und zur Tankstelle zu leiten. Abbildung 2-19 zeigt die Biogasanlage Helsingborg-Filborna und die Gaseinspeisestation mit Flüssiggastank auf dem Deponiekörper. Die Gaseinspeisung wird vom Energieversorger Sydkraft betrieben, dem in der Region die Gasversorgung obliegt.



Abb. 2-19: Biogasanlage mit Biogasaufbereitung in Helsingborg

Zusammenfassend werden die schwedischen Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas von den Betreibern als sehr zuverlässig beurteilt. Der Betrieb der Anlagen erfolgt in der Regel vollautomatisch, so dass ein Personaleinsatz nur für Kontrollgänge notwendig ist. Die Qualität des aufbereiteten Gases schwankt in der Regel nicht. Über Zwangsabschaltungen aufgrund zu geringer Gasqualität wurde nicht von den Betreibern berichtet. Als einzige Problemquellen haben sich vor allem in älteren Anlagen Bauteile gezeigt, die nicht aus hochwertigem Edelstahl bzw. nicht mit entsprechenden Schutzschichten gegen Korrosion gefertigt wurden. Darüber hinaus zeigt die Zumischung von Flüssiggas bei der Einspeisung des aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz in Helsingborg-Filborna, dass im Einschalt- und Ausschaltvorgang eine leichte Erhöhung bzw. Absenkung des Heiz- und Wobbewertes für rund je 5 Minuten erfolgt. An der Verbesserung dieser Situation wird jedoch derzeit gearbeitet.

Nicht zuletzt zeigt die modulare Fertigung von Aufbereitungsanlagen in Kleinserie in Schweden, dass die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität als Stand der Technik angesehen werden kann.

# Einspeise- möglichkeiten



In diesem Abschnitt werden die grundlegenden technischen Bedingungen dargestellt, die eine Einspeisung von Biogas in das Ergasnetz zulassen oder durch technische und rechtliche Restriktionen nicht ermöglichen. Dabei wird im ersten Teil des Kapitels auf die technischen Regeln des DVGW näher eingegangen und der Zusammenhang zum vorhandenen Gasnetz dargestellt. Im zweiten Teil wird das vorhandene Erdgasnetz in Deutschland detailliert abgebildet. Die technischen und physikalischen Grenzen werden analysiert und veranschaulicht. Im dritten Teil des Kapitels werden mit der Hilfe von Berechnungen die Grenzen einer Biogaseinspeisung in vorhandene Netztopographien simuliert.

## 3.1 Technische Anforderungen

Die technischen Anforderungen an eine Einspeisung von Biogas in das öffentliche Erdgasnetz betreffen einerseits die Stoffwerte, die verbrennungstechnischen Kenndaten und den Zustand bzw. die Menge des Gases sowie andererseits die technischen Einrichtungen, die für die Herstellung und Weitergabe einer netzkompatiblen Gasbeschaffenheit erforderlich sind.

Die Eigenschaften des als Grund-, Zusatz- oder Austauschgas verwendeten Gases sowie der entsprechenden Einrichtungen werden in den DVGW-Arbeitsblättern geregelt. Zum Beispiel sind anzuführen:

- G 260 („Gasbeschaffenheit“),
- G 262 („Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“),
- G 488 („Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb“),
- G 261 („Prüfung der Gasbeschaffenheit“) und
- G 685 („Gasabrechnung“).

Odorierung und Mischung werden in den Arbeitsblättern G 280, G 281 und G 213 beschrieben.

Für eine Einspeisung müssen die notwendigen Anschlussleitungen vorliegen, das Gas muss auf einen über dem Leitungsdruck der jeweiligen Druckstufe liegenden Druck verdichtet werden, angepasst an Abnahmeanforderungen und Vertragsgestaltung müssen Drücke und Stoffwerte gemessen, geregelt und das Gas zwischengespeichert werden. Ferner ist eine Odorierung und eventuell ein Mischer erforderlich.

### 3.1.1 Zusammensetzung von Rohbiogasen aus fermentativen Prozessen

Biogas aus landwirtschaftlichen Vergärungsanlagen besteht im wesentlichen aus den Hauptkomponenten Methan und Kohlendioxid und ist vollständig wasserdampfgesättigt. Abhängig von der technischen Ausführung des Fermenters (Undichtigkeiten oder interne biologische Entschwefelung) kann auch Stickstoff und Sauerstoff (Luft) in nennenswerten Anteilen im Biogas enthalten sein. Aufgrund der bisher ausschließlichen Nutzung in Motor-BHKW werden bei Biogasanlagen vorrangig die Konzentrationen von Methan, Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff überwacht. In den folgenden Abbildungen (Abbildung 3-1 und 3-2) sind die Ganglinien für eine Referenzanlage im Rheinland [Kempkens, Besgen, 2003] über einen Zeitraum von 5 Monaten dargestellt.

Die wichtigste Minor Komponente in Biogasen ist Schwefelwasserstoff, wobei die Mengen abhängig von **den Eingangssubstraten sehr stark schwanken können. Die Schwankungsbreiten für H<sub>2</sub>S** können zwischen verschiedenen Biogasanlagen durchaus im Bereich 200 bis 10.000 ppmV liegen. In Abbildung 3-2 wird auch deutlich, dass die H<sub>2</sub>S-Belastung in einer Biogasanlage sehr stark schwankt; im konkreten Beispiel zw. 100 und 1.100 ppmV.

Generell kann davon ausgegangen werden, dass Biogas aus Gülleanlagen deutlich schwefelreicher ist

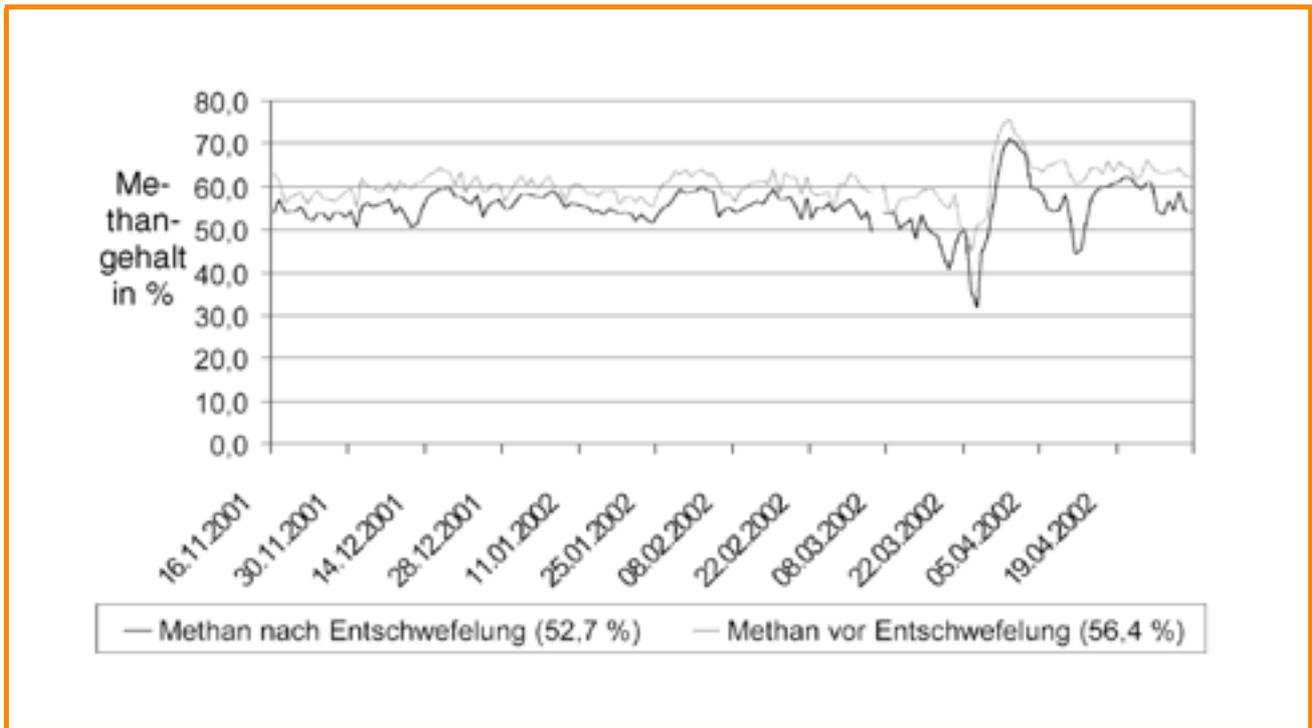


Abb. 3-1: Methanganglinie einer Biogasanlage im Rheinland

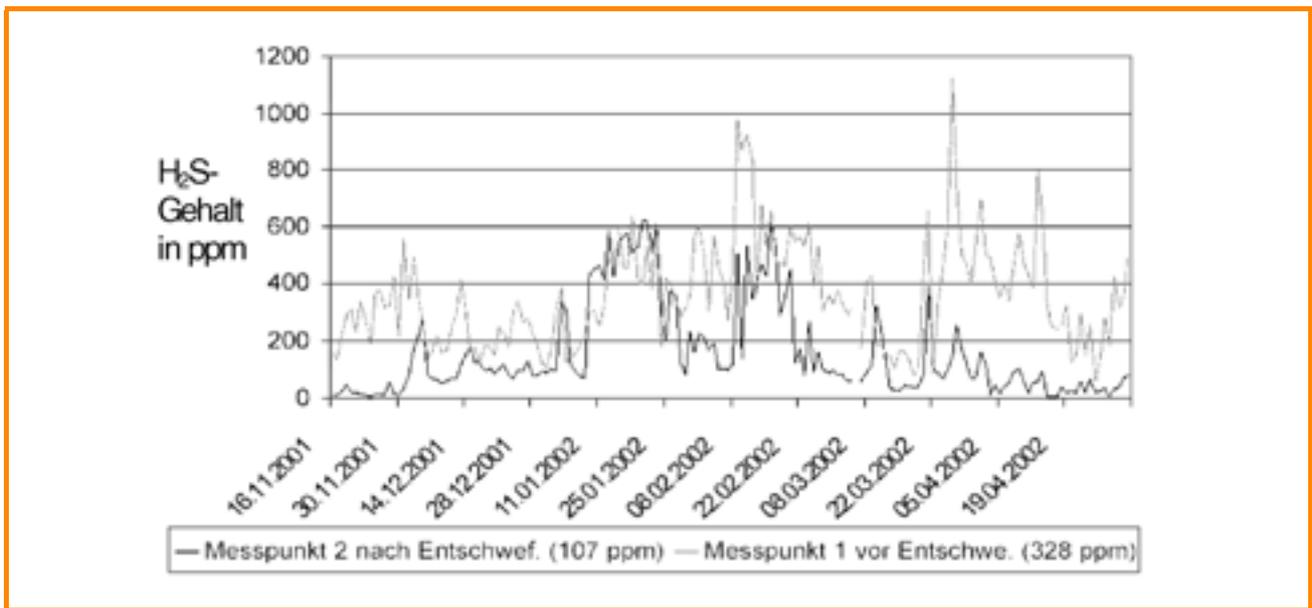


Abb. 3-2: Schwefelwasserstoffganglinie einer Biogasanlage im Rheinland

als aus Biogasanlagen mit NaWaRo-Substraten. Von Einfluss auf die H<sub>2</sub>S-Belastung des Biogases ist bei Gülleanlagen auch die Trinkwasserqualität für den Tierbestand.

Insofern wird bei einer weiteren Betrachtung der Gasaufbereitungsverfahren von wechselnden Schadstoffbelastungen ausgegangen.

Abhängig vom Eingangssubstrat können im Biogas auch weitere Minorkomponenten wie höhere

Kohlenwasserstoffe (Toluol, Benzol oder Xylol) oder Siliziumorganika (Siloxane) nachgewiesen werden. Nachfolgende Angaben stützen sich im wesentlichen auf Analysen des Fraunhofer-Institutes UMSICHT, Oberhausen und des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz, Augsburg /69/.

Die Konzentrationen an Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol und Cumol im Biogas sind sehr gering und liegen im allgemeinen unterhalb der Nachweisgrenze

von  $1 \text{ mg/m}^3$ . Lediglich eine Toluolbelastung bis  $5 \text{ mg/m}^3$  kann in Einzelfällen (Einsatz von Co-Substraten) nachgewiesen werden. Konzentrationen von Chlor und Fluor im Biogas liegen ebenfalls, von einzelnen Ausnahmen (Chlor bis  $0,15 \text{ mg/m}^3$ ) abgesehen, unterhalb der jeweiligen Nachweisgrenze von  $0,1 \text{ mg/m}^3$ . Organische Schwefelkomponenten, wie Methan- oder Ethanthiol können in sehr wenigen Ausnahmefällen in Biogasen enthalten sein. Das Bayerische Landesamt für Umweltschutz hat nach eigenen Angaben an einer Biogasanlage Methanthiol-Werte von 30 bzw.  $32 \text{ mg/m}^3$  gemessen. Ethanthiol konnte bisher noch nicht nachgewiesen werden. Siloxane können in sehr geringen Mengen durch die Verwendung von Lebensmittelabfällen in Biogasen auftreten.

Bisher wurden nur vereinzelt in wenigen Ausnahmefällen cyclische Siloxanverbindungen im Bereich  $< 5 \text{ mg/m}^3$  gemessen.

Ausgehend von eigenen Analysen, Literaturangaben und in Absprache mit dem Fraunhofer Umsicht wird für die Beschreibung und Auslegung der Biogasaufbereitungsverfahren sowie für die Entwicklung von Modellanlagen zur Biogasaufbereitung von folgender Biogaszusammensetzung ausgegangen (Tabelle 3-1). Dabei wird unterstellt, dass in den Fermenter keine Luft zur internen biologischen Entschwefelung eingeblasen wird und das Rohbiogas sauerstoff- und stickstofffrei an der Schnittstelle Fermenteraustritt-Eintritt Gasreinigung anliegt.



Tabelle 3-1: Biogaszusammensetzung, Schwankungsbreiten und Auslegungsgrunddaten

	Biogaszusammensetzung Schwankungsbreite	Durchschnitt	Auslegungsgrundlage
Methan	45–70 %	60 %	57,0 %
Kohlendioxid	25–55 %	35 %	39,7 %
Stickstoff	0,01–5 %	1 %	0,01 %
Sauerstoff	0,01–2 %	0,3 %	0,01 %
Schwefelwasserstoff	10–30.000 $\text{mg/m}^3$	500 $\text{mg/m}^3$	3.034 $\text{mg/m}^3$ 2.000 ppmv
organische Schwefelverbindungen	$< 0,1\text{--}30 \text{ mg/m}^3$	$< 0,1 \text{ mg/m}^3$	vernachlässigt
Ammoniak	0,01–2,5 $\text{mg/m}^3$	0,7 $\text{mg/m}^3$	vernachlässigt
BTX	$< 0,1\text{--}5 \text{ mg/m}^3$	$< 0,1 \text{ mg/m}^3$	vernachlässigt
Siloxane	$< 0,1\text{--}5 \text{ mg/m}^3$	$< 0,1 \text{ mg/m}^3$	vernachlässigt
Wasserdampf (bei 25 °C und 1.013 mbar)	100 % r. F. 3,1 %	100 % r. F. 3,1 %	100 % r. F. 3,1 %

Aufgrund der sehr geringen Belastung von Biogasanlagen mit BTX (Benzol, Toluol, Xylol), Siloxanen, Ammoniak und organischen Schwefelverbindungen werden diese bei der Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt. Dafür sprechen drei Gründe: Zum einen liegen die Belastungen unterhalb der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes, die Minorkomponenten sind in der Regel nicht im Biogas nachweisbar und schließlich können diese Minorkomponenten in den in Kapitel 2.2.2 betrachteten Gasreinigungsverfahren mit entfernt werden, ohne dass weitere Prozessschritte erforderlich wären. Generell sind Gasreinigungs- bzw. Gasaufbereitungsverfahren nur eingeschränkt auf andere Biogasanlagen übertragbar und sollten in jedem Fall an die konkrete Bio-

gaszusammensetzung bzw. die örtlichen Gegebenheiten angepasst und optimiert werden.

### 3.1.2 Gasbeschaffenheitsanforderungen und relevante Regelwerke

Für die Übernahme von Gasen Dritter in das Erdgasnetz gilt hinsichtlich der Beschaffenheit der Gase die Anlage „Kompatibilität“ der Verbändevereinbarung II mit den Bedingungen, dass für die Ausspeisestelle keine Angleichungs- oder Umwandlungsverfahren erforderlich sind, z. B. G 260 „Gasbeschaffenheit“ und G 685 „Gasabrechnung“ eingehalten werden und ausreichender Druck vorhanden ist – also netzkompatible Beschaffenheit vorliegt.



Die wichtigsten Regeln, die auf die Zusammensetzung und verbrennungstechnischen Kenndaten abzielen, sind die G 260 und G 262. Das technische Arbeitsblatt G 685 beinhaltet die Beschreibung der Verfahren zur Gasabrechnung. Dabei sind die abrechnungsrelevanten Kenngrößen Brennwert und Volumenstrom von besonderer Bedeutung. Darüber hinaus sind die G 261 „Prüfung der Gasbeschaffenheit“, G 280 „Gasodorierung“ und aus anlagentechnischen Gründen die G 488 „Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung-Planung, Errichtung, Betrieb, G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ und G 492 „Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar“ zu berücksichtigen.

Die durch das Arbeitsblatt G 260 der technischen Regeln des DVGW bestimmten Anforderungen an die Beschaffenheit werden durch das Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ zur geordneten Einspeisung regenerativ erzeugter Gase ergänzt. Im Folgenden werden die wesentlichen Begriffe und die technischen und stofflichen Anforderungen beschrieben.

Entsprechend den maßgeblichen **DVGW-Regeln G 260** (Stand Januar 2000) und **G 262** (Entwurf, Stand Juni 2003) sind bei einer Einspeisung von biogenen Gasen einige Randbedingungen einzuhalten, die nachfolgend erläutert werden.

### 3.1.2.1 Gase der öffentlichen Gasversorgung

Das Arbeitsblatt G 260 des technischen Regelwerkes des DVGW (Ausgabe: 2004) beschreibt die Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung. Darüber hinaus gibt die G 260 Rahmenbedingungen für die **Gaslieferung**, den Betrieb von Gasanlagen und -geräten, sowie die Basis für deren Entwicklung, Normung und Prüfung vor.

Als Vertragsgrundlage für den nationalen Gashandel geht die Bedeutung dieses Arbeitsblatts über eine rein technische Regel hinaus.

Einige wichtige Grundbegriffe werden im Folgenden rekapituliert:

Die **Brenngase** (Definition siehe DIN 1340) der öffentlichen Gasversorgung, d. h. Gase, die über ein Versorgungsnetz an Haushalte, Gewerbe, Industrie und öffentliche Einrichtungen verteilt werden, werden entsprechend ihrer brenntechnischen Eigenschaften in Familien und aus gerätetechnischen Gründen wie folgt in Gruppen eingeteilt:

- 1. Gasfamilie: Wasserstoffreiche Gase (Gruppe A: Stadtgas, Gruppe B: Ferngas),

- 2. Gasfamilie: Methanreiche Gase (Erdgas, synthetische Erdgase (Gruppe: L-Gas, Gruppe: H-Gas),
- 3. Gasfamilie: Flüssiggase (nach DIN 51622) C<sub>3</sub>/C<sub>4</sub>-Kohlenwasserstoffe (Propan/Butan),
- (4. Gasfamilie): Kohlenwasserstoff-Luft-Gemische (Flüssiggas- Luft/Erdgas-Luft).

Die Gase der 1. Gasfamilie haben nach der 1996 abgeschlossenen Umstellung auf Erdgas nur noch eine Bedeutung für einzelne Industrieanwendungen und als Zumischgas (Zusatz- oder Konditioniergas). Die 4. Gasfamilie ist aufgrund mangelnder Anwendung entfallen (wird in Deutschland nicht mehr verteilt). Die Anforderungen an die genannten Gasfamilien werden in den Tabellen 2 bis 4, Kapitel 3 der DVGW-Regel G 260 näher spezifiziert.

Als **Grundgas** wird das vom Gasversorgungsunternehmen (GVU) im jeweiligen Versorgungsgebiet bereitgestellte Gas (siehe auch die Tabellen 1, 2, Abb. 3) bezeichnet. Das Gas der 2. Gasfamilie wird in L- und H-Gas unterteilt.

**Gruppe L (Low):** Wobbe-Index von  $W_{S,N} = 10,5 - 13,0 \text{ kWh/m}^3$  (Gesamtbereich), Nennwert:  $12,4 \text{ kWh/m}^3$  (Nennwert  $\pm$  Schwankungsbereich:  $11,0 - 13,0 \text{ kWh/m}^3$ ) Es ist eine zulässige zeitlich begrenzte Unterschreitung: bis auf  $10,0 \text{ kWh/m}^3$  möglich.

**Gruppe H (High):** Wobbe-Index von  $W_{S,N} = 12,8 - 15,7 \text{ kWh/m}^3$  (Gesamtbereich), Nennwert:  $15,0 \text{ kWh/m}^3$  (Nennwert  $\pm$  Schwankungsbereich:  $13,6 - 15,7 \text{ kWh/m}^3$ ). Es ist eine zulässige zeitlich begrenzte Unterschreitung: bis auf  $12,0 \text{ kWh/m}^3$  möglich.

Der obere Wert des Gesamtbereiches darf nicht überschritten werden, eine Unterschreitung des unteren Wertes ist unter bestimmten Bedingungen (z. B. zur Vermeidung von Versorgungsengpässen) zeitlich begrenzt zulässig.

**Konditionierungsgas** dient zur Einstellung der brenntechnischen Kennwerte.

Der **Nennwert** wird für die Einstellung der Gasgeräte verwendet. Der örtliche Schwankungsbereich könnte technisch entfallen, da Gasgeräte auf den Nennwert eingestellt werden. Zur Zeit sind aber noch Geräte auf andere Werte eingestellt. Eine Einengung auf die Grenzen der örtlichen Schwankungen ist nicht möglich, weil dann ein Teil der aus einheimischer Gasförderung stammender Menge nicht mehr den Werten der Tabelle 3 genügen würde, siehe Abbildung 3-3 / 66/.

Neben den grundlegenden Anforderungen an die Gasbeschaffenheit sind in der G 260 **Grenzwerte für Gasbegleitstoffe** angegeben, welche nicht überschrit-

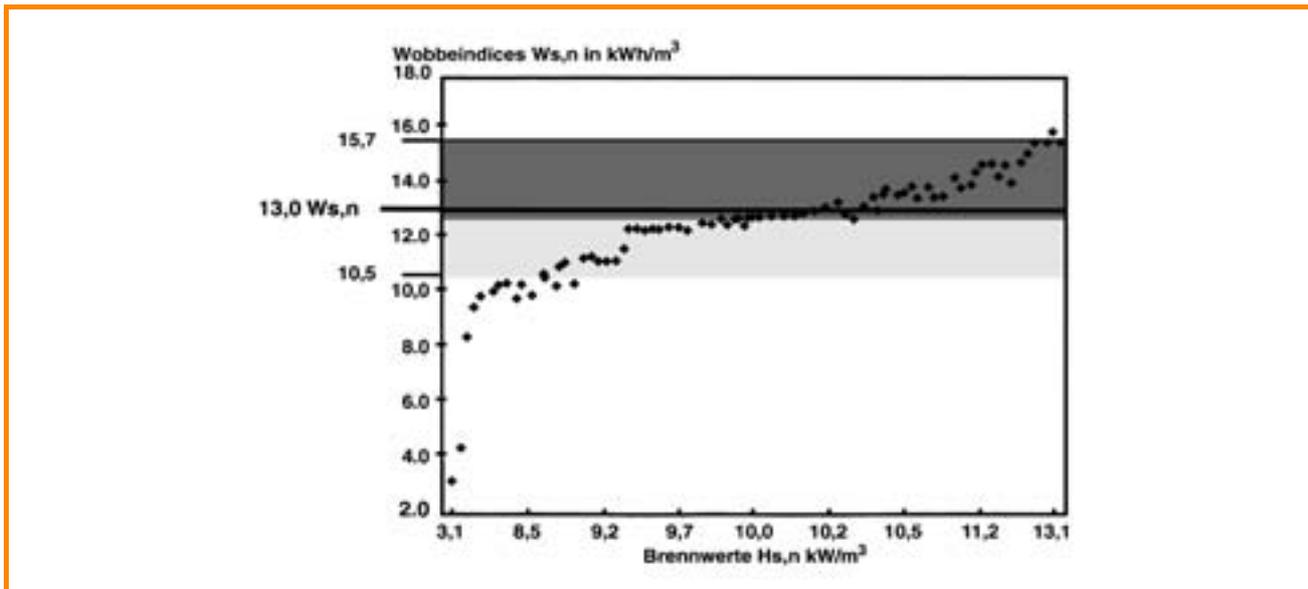


Abb. 3-3: Brennwerte und Wobbeindizes einheimischer Gasförderungen (Quelle: Erdgas Münster)

Tabelle 3-2: Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Brenntechnische Kenndaten				
Bezeichnung	Kurzzeichen	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
<b>Wobbe-Index</b>				
Gesamtbereich	$W_{S,N}$	$\text{kWh/m}^3$	10,5–13,0	12,8–15,7
		$\text{MJ/m}^3$	37,8–46,8	46,1–56,5
Nennwert		$\text{kWh/m}^3$	12,4	15,0
		$\text{MJ/m}^3$	44,6	54,0
Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet			+0,6 -1,4	+0,7 -1,4
<b>Brennwert</b>				
	$H_{S,N}$	$\text{kWh/m}^3$	8,4–13,1	
		$\text{MJ/m}^3$	30,2–47,2	
<b>Relative Dichte</b>	<b>d</b>		0,55–0,75	
<b>Anschlussdruck</b>				
	$P_{an}$			
Gesamtbereich			mbar	18–24
Nennwert		mbar	20	

ten werden dürfen, siehe Tabelle 3-2. Die Wasser- und Kohlenwasserstofftaupunkte können exemplarisch den Einspeisespezifikationen (Tabelle 3-3) entnommen werden. Zu beachten ist, dass bei LPG-Zugabe ab ca. 5 bar eine Kondensation der höheren Kohlenwasserstoffe möglich ist. Der Wassertaupunkt wird bei Druckerhöhung zu höheren Temperaturen verschoben ( $-5\text{ °C}$  bei 70 bar/ $-50\text{ °C}$  bei 3 bar) bzw. bei Expansion gesenkt. Dem ist bei einer HD-Einspeisung entsprechend Rechnung zu tragen. Sättigungswassergehalte für Modell-Erdgase E1 (98,2 %  $\text{CH}_4$ , 0,8 %  $\text{N}_2$ , 0,5 %  $\text{C}_2\text{H}_6$ , 0,1 %  $\text{CO}_2$ , Rest Kohlenwasserstoffe bis

$\text{C}_{10}$ ) und E2 (86,3 %  $\text{CH}_4$ , 4,8 %  $\text{N}_2$ , 6,1 %  $\text{C}_2\text{H}_6$ , 0,1 %  $\text{CO}_2$ , Rest Kohlenwasserstoffe bis  $\text{C}_{10}$ ) sind beispielhaft in untenstehender Tabelle 3-4 verzeichnet.

Hinsichtlich Gasbegleitstoffen ist der Gehalt an höheren Kohlenwasserstoffen zu begrenzen; eine Kondensation ist auszuschließen. Für Wasser gilt: die maximal zulässige relative Feuchte darf in HD-/MD-Leitungen 60 % nicht überschreiten. Darüber hinaus sollte das einzuspeisende Gas möglichst trocken sein. Der maximale  $\text{CO}$ -Gehalt darf 3 % nicht überschreiten. Der Sauerstoffgehalt darf in trockenen



Tabelle 3-3: Sättigungswassergehalte als Funktion des Druckes

Bei 5 °C Druck [bar]	Erdgas E1 Wassergehalt [g/m <sup>3</sup> N]	Erdgas E2 Wassergehalt [g/m <sup>3</sup> N]
5	1	1
15	0,4	0,3
60	0,1	0,08

Netzen 3 % und kurzfristig 4 % nicht überschreiten; in feuchten Gasnetzen gilt der strengere Wert von 0,5 %.

Für Kohlendioxid-Gehalte gibt es in G 260 keine Vorgaben oder Einschränkungen<sup>1</sup>. Weitere Festlegungen hinsichtlich maximal zulässigen Schwefelgehalten, Stäuben, Nebel oder anderen Schadstoffen können den vorgenannten Tabellen entnommen werden.

In Kapitel 4 der DVGW-Regel G 260 sind weitere Ergänzungen für die 2. Gasfamilie (Erdgase) festgelegt, welche für Erdgase gelten, die nicht die G 260 erfüllen; d. h. für Zusatz- und Konditionierungsgase und Gase anderer Beschaffenheit (z. B. Biogase).

### Gase zur Konditionierung:

Gase oder Gasgemische zur Konditionierung, können zur Einstellung der brenntechnischen Kenndaten (Heizwert, Brennwert, Dichte, Wobbe-Index, Anschlussdruck) dem Grundgas zugemischt werden.

Als Konditionierungsgase sind: Luft, Stickstoff, Gase der 1. Gasfamilie (Stadtgas, Synthesegas), Erdgase anderer Beschaffenheit oder Flüssiggase zulässig. Die Gase der ersten Gasfamilie müssen bezüglich der Gasbegleitstoffe gemäß G 260, Tabelle 2 entsprechen. Desweiteren dürfen die Anteile 1 % an CO und 12 % an Wasserstoff im Mischgas nicht überschreiten. Unter Umständen können je nach Versorgungsgebiet und Gasversorgungsunternehmen (GVU) diese Grenzwerte nicht ausgeschöpft werden.

Für Grundgase der 2. Gasfamilie kommen folgende Gase oder Gasgemische zur Konditionierung in Frage:

1. **Luft.** Der Einsatz von Luft ist begrenzt durch den Sauerstoffgehalt im Mischgas, der vorübergehend 4 % in trockenen Netzen (3 % bei trockenen Netzen, 0,5 % bei feuchten Netzen) nicht überschreiten darf. Außerdem darf der die relative Feuchte bei Hoch- und Mitteldruck einen Wert von 60 % nicht überschreiten.

2. **Stickstoff.** Es gibt keine zusätzlichen Einschränkungen (Stickstoff muss trocken sein).

3. **Gase der 1. Gasfamilie.** Der Einsatz von Gasen der 1. Gasfamilie wird begrenzt durch: Die Richtwerte für Gasbegleitstoffe nach Tabelle 2 (G 260), CO-Vol. 6 %, O<sub>2</sub>-Vol. 3 % in trockenen, 0,5 % in feuchten Netzen.

Für das Mischgas gilt: CO-Vol. ≤ 1 %, H<sub>2</sub>-Vol. ≤ 12 % (evtl. niedrigere Gehalte nötig), die Methanzahl ist zu beachten, Jahresmittelwert des Gesamtschwefels (ohne Odorierung) ≤ 30 mg/m<sup>3</sup>.

4. **Erdgase anderer Beschaffenheit.** Diese können ohne zusätzliche Einschränkungen genutzt werden zur Herstellung von regelgerechtem H- bzw. L-Gas.

5. **Flüssiggase.** Flüssiggase zur Konditionierung müssen Tabelle 4 (G 260) entsprechen.

Ziel beim Einsatz von Flüssiggasen ist die Herstellung von H-Gas aus L-Gas. Die Höhe der Zumischung ist am Brennwert des üblicherweise verteilten Gases orientiert (Abrechnungsaspekt).

Die Zumischung von Propan ist weniger kritisch als Butan. Bei einem Brennwert von z. B. H<sub>S,N</sub> = 11,1 kWh/m<sup>3</sup> ist eine Zumischung von Propan/Butan ohne zeitliche Beschränkung zulässig, bei höheren Brennwerten von z. B. H<sub>S,N</sub> = 12,1 kWh/m<sup>3</sup> ist eine Zumischung nur von Propan gestattet und ist zeitlich zu beschränken.

Bei Drücken von über 5 bar sind Änderungen im Kondensationsverhalten zu beachten.

Flüssiggase müssen G 260, Tabelle 4 entsprechen. Eine Zumischung von Flüssigas (LPG) ist z. B. sinnvoll, um die brenntechnischen Eigenschaften des einzuspeisenden Gases auf Erdgas-L oder Erdgas-H anzuheben (Karburierung). Die Höhe der Zumischung orientiert sich am Brennwert. Eine Propanzumischung ist dabei aufgrund der nachlassenden Verbrennungsgüte weniger kritisch als eine Butanzumischung. Bei einer BrennwertEinstellung (H<sub>S</sub>) bis auf 11,1 kWh/m<sup>3</sup> gibt es keine zeitlichen oder technischen (LPG-Zusammensetzung, Propan-Butan-Verhältnis) Begrenzungen, bei einer BrennwertEinstellung über 12,1 kWh/m<sup>3</sup> ist ausschliesslich Propan zu verwenden und der Einsatz sollte zeitlich beschränkt sein auf Ausnahmesituationen<sup>2</sup>.

### Zusatzgase

Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in der Zusammensetzung und den brenntechnischen Kenndaten

1. In der DVGW-Regel G 260 gibt es lediglich den Hinweis auf eine durch CO<sub>2</sub> begünstigte Korrosion und dass deshalb eine Gastrocknung erfolgen sollte, siehe auch Kapitel 3.3.5, G 260  
2. Siehe DVGW-Schriftenreihe Nr. 37

Tabelle 3-4: Zulässige Gasbegleitstoffe

Gasbegleitstoffe		Richtwerte höchstens
Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	°C	Bodentemperatur
Wasser: Taupunkt	°C	Bodentemperatur
		} bei jeweiligem Leitungsdruck
Nebel, Staub, Flüssigkeit		Technisch frei
<b>Sauerstoff-Volumenanteil</b>		
In trockenen Verteilungsnetzen	%	3
In feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5
<b>Gesamtschwefel</b>		
Jahresmittelwert (ohne Odoriermittel)	mg/m <sup>3</sup>	30
kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	150
<b>Mercaptanschwefel</b>		
kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	16
<b>Schwefelwasserstoff</b>		
In Ausnahmefällen kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	10

vom Grundgas unterscheiden. Zur Ergänzung der Gasdarbietung oder Verwertung örtlich verfügbarer Gase können diese begrenzt zugesetzt werden.

Als Zusatzgase sind zulässig: Gase der 1. Gasfamilie im Gemisch mit Flüssiggas, Flüssiggas/Luft-Gemisch, Austauschgase nach G 260, Kapitel 4.4 (Propan-Luft-Gemisch, Klärgas, Biogas, Grubengas) und sonstige methanreiche Gase ggf. im Gemisch mit Flüssiggas.

Die Hauptforderung beim Einsatz von Zusatzgasen lautet, dass das Brennverhalten des Gemisches dem des Grundgases gleichartig sein muss.

**1. Flüssiggas-Luft-Gemische** Die Gasbegleitstoffe dürfen mit Ausnahme des Sauerstoffgehaltes bei Flüssiggas-Luft-Zumischung die Richtwerte aus Tabelle 3 (G 260) nicht überschreiten. Es gilt für Propan, Butan und Gemische mit einem Olefingehalt von max. 10 Gew.-%. Ein gleiches Verhalten bei der Verbrennung ist zu gewährleisten. Bei mehr als 10 % Zumischung kann die relative Dichte aus Tabelle 3 ( $d = 0,75$ ) überschritten werden. Die brennwertgleiche Zumischung von mehr als 20 % kann zu einer Unterschreitung der Wobbe-Index-Untergrenze führen.

*Erlaubte Abweichungen:*

Relative Dichte des Erdgas-Flüssiggas-Luft-Gemisches  $d = 0,85$  (Gruppe H) und  $d = 0,9$  (Gruppe L), Wobbe-Index-Untergrenze Erdgas H 13,5 kWh/m<sup>3</sup>, Erdgas L 11,6 kWh/m<sup>3</sup>.

*Bemerkungen:*

Für den Betrieb von Gasmotoren ist eine Absenkung der Methanzahl zu beachten.

**2. Gase der 1. Gasfamilie im Gemisch mit Flüssiggas.** Die Begrenzung erfolgt durch die Richtwerte für Gasbegleitstoffe nach G 260 Tabelle 2 (CO-Vol. 6 %, O<sub>2</sub>-Vol. 3 %) in trockenen, 0,5 % in feuchten Netzen. Für das Mischgas gilt die Begrenzung von CO-Vol.  $\leq 1$  %, H<sub>2</sub>-Vol.  $\leq 12$  % (evtl. niedrigere Gehalte nötig). Die Methanzahl ist und der Jahresmittelwert des Gesamtschwefels (ohne Odorierung)  $\leq 30$  mg/m<sup>3</sup> sind zu beachten.

**3. Austauschgase.**

**Propan** wird begrenzt durch den Olefingehalt von max. 10 Gew.-%, die Einstellung des Propan-Luft-Gemisches auf einen abgesenkten Wobbe-Index aus der Praxis  $W_{S,N} = 12,5$  kWh/m<sup>3</sup> für Ergas H. Zeitlich begrenzt kann der Wobbe-Index auf bis zu  $W_{S,N} = 11$  kWh/m<sup>3</sup> für Erdgas L abgesenkt werden

**Klär- und Biogas** nach DVGW-Merkblatt G 262, sowie Grubengas. Durch geeignete Aufbereitung müssen die Anforderungen nach Tabelle 3 (G 260) erfüllt werden. Eine Korrosionsproblematik durch CO<sub>2</sub>-Anteile ist zu bedenken. Gas aus Spalt- und Kohlenvergasungsanlagen soll einen CO-Volumenanteil unter 3 % haben.

**Methanreiche Gase, ggf. im Gemisch mit Flüssiggas.** Der Brennwert soll sich am im Versorgungsgebiet üblichen orientieren.

Im Flüssiggas/Luft-Gemisch ist der maximale Olefingehalt auf 10 % zu begrenzen. Höhere Olefingehalte können zu Problemen (bei Überschreitung der relativen Dichte von 0,75 bzw. Unterschreitung des Wobbe-Index von mehr als 20 %) führen. Die maximal



zulässige relative Dichte bei Flüssiggaszudosierung darf bei Einspeisung als Erdgas L 0,9 und bei Erdgas H 0,85 nicht überschreiten. Die maximal zulässigen Wobbe-Index-Abweichungen betragen bei Erdgas-H 13,5 kWh/m<sup>3</sup> nach unten und bei Erdgas-L bis 11,6 kWh/m<sup>3</sup>. Gegebenenfalls sind engere Grenzen bei bestimmten Verbrauchern einzuhalten.

Bei der Einspeisung von Gasen der 1. Gasfamilie (wasserstoffreiche Gase, Synthesegase) im Gemisch mit Flüssiggasen als Zusatzgas sind die gleichen Bedingungen wie bei der Einspeisung bzw. Zugabe von Konditionierungsgasen zu beachten.

### Austauschgase

Austauschgase sind Gase, die sich vom Grundgas in Zusammensetzung und verbrennungstechnischen Kenndaten unterscheiden können, aber ein gleiches Brennverhalten aufweisen.

**Propan:** Die Begrenzung bezieht sich auf einen Olefingehalt von max. 10 Gew.-%. Die Einstellung des Propan-Luft-Gemisches auf einen abgesenkten Wobbe-Index aus der Praxis beschränkt sich auf  $W_{S,N} = 12,5 \text{ kWh/m}^3$  für Ergas H (Geräte sind in EE-Ausführung oder SRG-Einstellung) zeitlich begrenzt,  $W_{S,N} = 11 \text{ kWh/m}^3$  für Erdgas L

**Klär- und Biogas nach DVGW-Merkblatt G 262,** sowie Grubengas: Durch geeignete Aufbereitung müssen die Anforderungen nach Tabelle 3 (G 260) erfüllt werden. In feuchten Netzen besteht bei hohem CO<sub>2</sub>-Anteil die Gefahr der Korrosion. Gas aus Spalt- und Kohlenvergasungsanlagen soll einen CO-Volumenanteil unter 3 % haben. Die Gase haben den Tabellen 2–4 (G 260) zu genügen.

Die Gase, die zur gleichen Gruppe gehören sind grundsätzlich austauschbar, wobei die örtlich erlaubten Wobbezahlswankungen gemäß G 260 zu beachten sind (ca. +5 %, –10 % der Nennwerte der jeweiligen Wobbe-Index-Nennwerte 12,4 bzw. 15,0 kWh/m<sup>3</sup>).

Abweichend von der DVGW-Richtlinie G 260 werden in der **DVGW-Richtlinie G 262** – Entwurf (Stand Juni 2003) weitere Festlegungen getroffen.

### Prüfgase

Prüfgase sind technisch reine Gase oder Gemische, die zur Prüfung der Gasgeräte innerhalb des von der Europäischen Normungsorganisation CEN abgedeckten Bereichs dienen. Die Grenzen der Gasbeschaffenheit unterscheiden sich von den in der G 260 festgelegten Werten.

Vom DVGW-Fachausschuß „Gasförmige Brennstoffe“ sind für die nationale Ebene die Gesamtbereiche für den Wobbe-Index beibehalten worden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit sind Unterschrei-

tungen zeitlich begrenzt zulässig. Somit sind nur Geräte verwendbar, die für die Prüfgasgruppen E bzw. LL geeignet sind (Abbildung 3-4). Die untenstehende Abbildung (Abbildung 3-5) zeigt die Einordnung der Prüfgase nach EN 437 im Vergleich zu den in der G 260 spezifizierten Gasen der 2. Gasfamilie.

Die analytischen Methoden zur Bestimmung der Gasbeschaffenheiten sind in G 261 „Prüfung der Gasbeschaffenheit“ und G 488 „Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung–Planung, Errichtung, Betrieb“ zusammengestellt.

Abbildung 3-5 zeigt den Gesamtbereich der Gase der 2. Gasfamilie nach G 260 mit den Grenzwerten für Brennwert, relative Dichte und Wobbe-Index.

In Deutschland kommen abhängig vom Herkunftsland regional unterschiedliche Gase zur Verteilung. Im wesentlichen sind dies 5 „Qualitäten“, die in der G 260 weiter spezifiziert sind. Für eine Einspeisung von Gas aus regenerativen Quellen ist dies von Bedeutung, weil sich die Aufbereitung sinnvollerweise an diesen Beschaffenheiten orientiert. So ist z. B. wichtig, dass GUS-H-Gas zum Großteil aus Methan besteht, während Nordsee-Gas auch höhere Kohlenwasserstoffe enthält (siehe z. B. Methanzahl). Die wichtigsten Kenndaten sind in Tabelle 3-5 und Tabelle 3-6 aufgeführt.

Die regionalen Unterschiede resultieren aus der Quelle, dem Einspeisepunkt und der Struktur des gewachsenen Transportnetzes der Ferngasgesellschaften (siehe Abbildung 3-6).

#### 3.1.2.2 Aufbereitete Gase aus regenerativen Quellen für die öffentliche Gasversorgung

Der Anwendungsbereich des Arbeitsblattes G 262 gilt für die Nutzung von Gasen aus thermischen oder fermentativen Prozessen in der öffentlichen Gasversorgung, d. h., für Gase, die als Rohgase keine Gase gemäß Arbeitsblatt G 260 sind. Im einzelnen sind dies z. B. Biogase, Klärgase und Deponiegase. Letztere dürfen nicht in die öffentliche Gasversorgung gelangen, da sie halogenierte Kohlenwasserstoffe enthalten können.

Die Rohgase werden in Gase aus fermentativen oder thermischen Prozessen eingeteilt. Die verbrennungstechnischen Kenndaten werden bei fermentativ erzeugten Gasen von den inerten Bestandteilen geprägt, bei thermisch erzeugten vom Wasserstoff- und CO-Gehalt.

Die **Hauptkomponenten bei fermentativ erzeugten Gasen** sind stark abhängig von den Erzeugungsbedingungen und der vergärbaren Masse. Für CH<sub>4</sub>

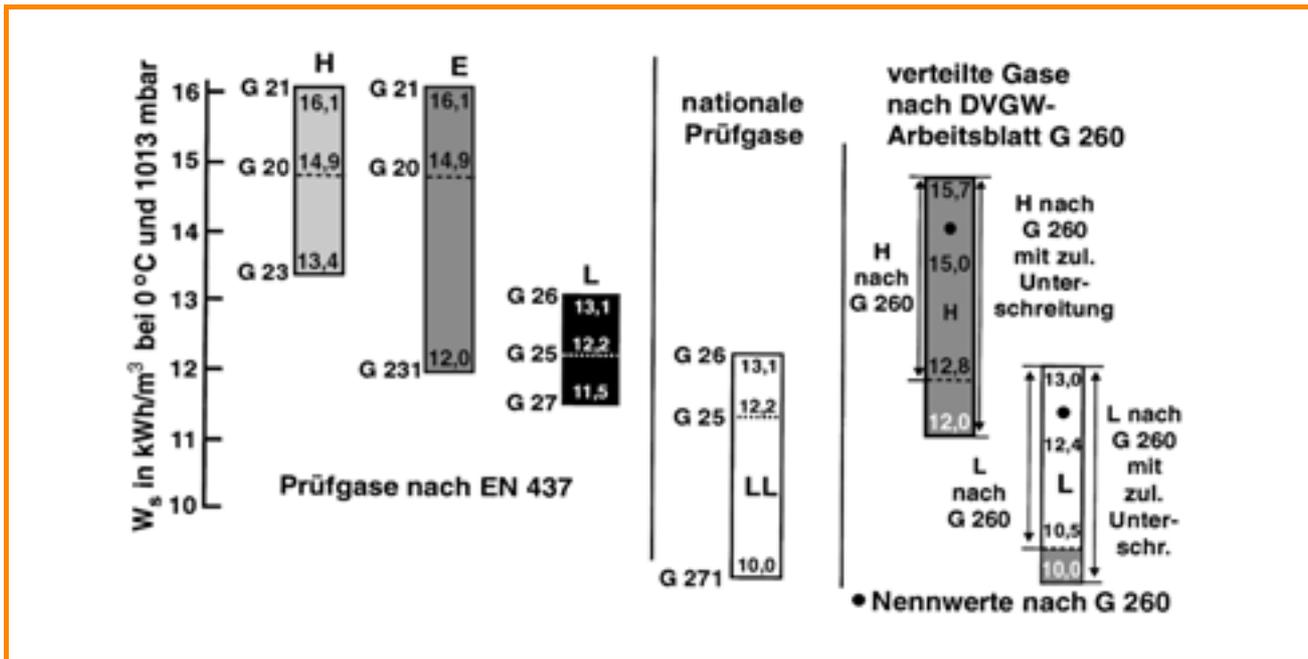


Abb. 3-4: Bandbreiten der Wobbeindizes der Prüfgase und der Gase der 2. Gasfamilie

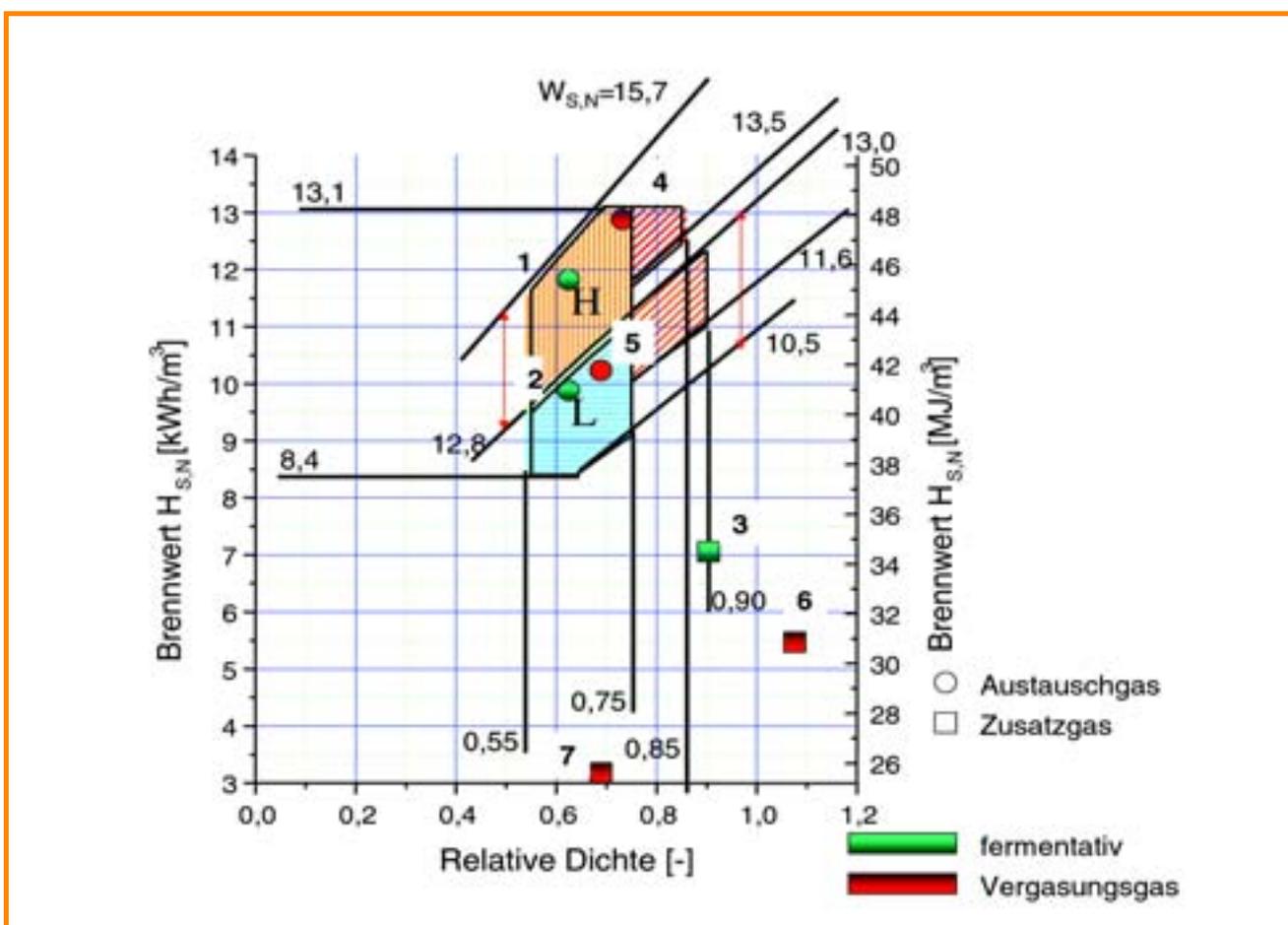


Abb. 3-5: L- und H-Gase nach G 260 mit Flüssiggaszumischung und Einordnung der Modellgase

Tabelle 3-5: Beispielhafte Daten von verteilten Gasen nach G 260 – H-Gase

H-Gas	Russland	Nordsee I	Nordsee II	Verbund	Russland +Propan/Luft	Russland +Butan/Luft
W <sub>S,N</sub> [kWh/m <sup>3</sup> ]	14,8	15,4	15,4	14,5	13,5	13,5
H <sub>S,N</sub> [kWh/m <sup>3</sup> ]	11,1	12,2	12,5	11,5	12,4	12,4
Methanzahl (±2)	89	72	68	78	47	36

Tabelle 3-6: Beispielhafte Daten von verteilten Gasen nach G 260 – L-Gase

L-Gas	Holland I	Holland II	Osthannover	Holland I +Propan/Luft	Holland I +Butan/Luft
W <sub>S,N</sub> [kWh/m <sup>3</sup> ]	12,2	12,8	11,3	11,6	11,6
H <sub>S,N</sub> [kWh/m <sup>3</sup> ]	9,8	10,2	9,1	11	11
Methanzahl (±2)	90	86	101	51	36

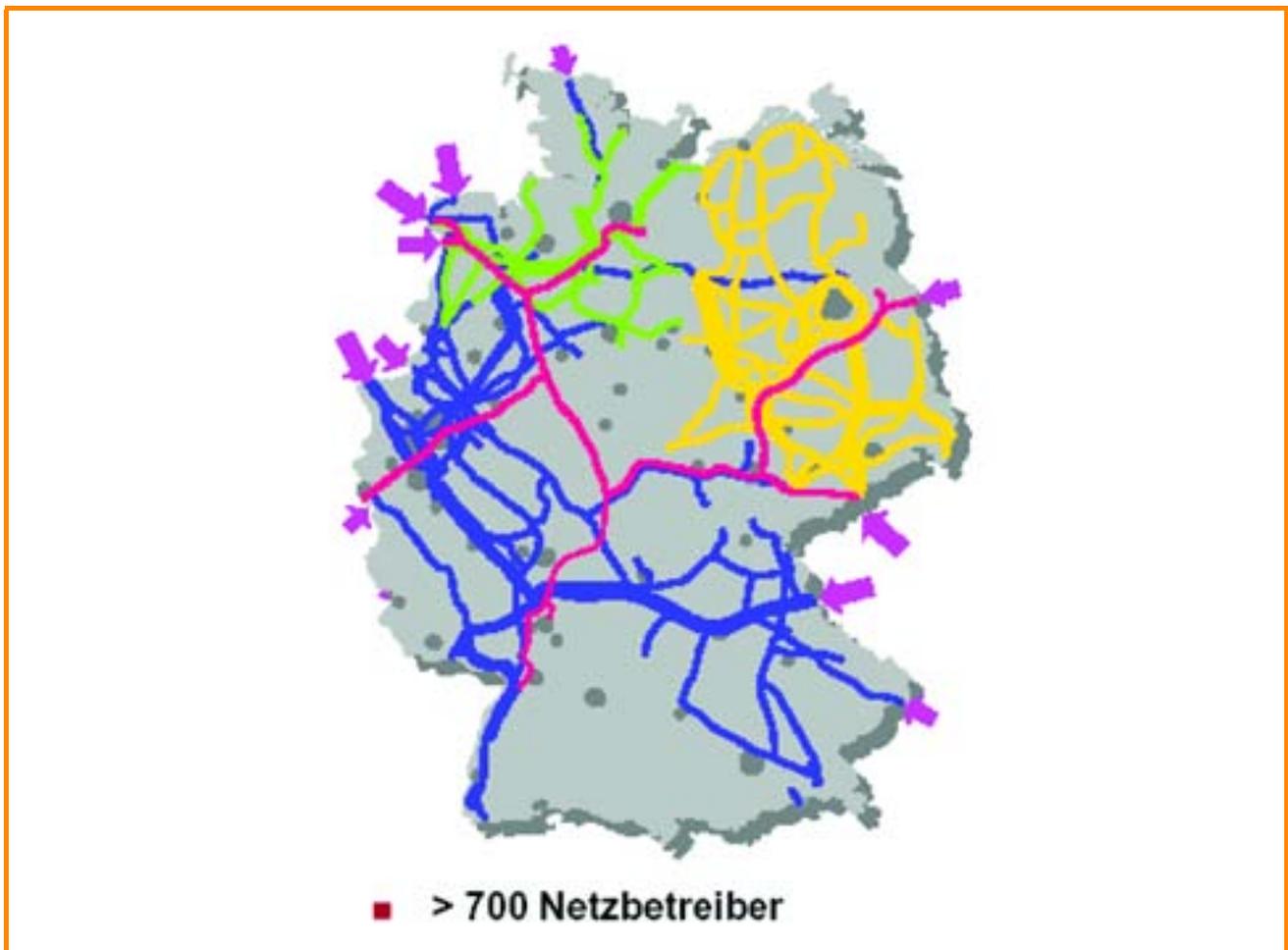


Abb. 3-6: Fernleitungsnetz und Einspeisepunkte

(ca. 45–60 Vol.-%) und CO<sub>2</sub> (ca. 40–55 Vol.-%); bei instabilem Anlagenbetrieb auch weniger als 45 % CH<sub>4</sub> möglich. Als Gasbegleitstoffe treten hauptsächlich Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S), aber auch andere Schwefelverbindungen auf. Die Konzentration an H<sub>2</sub>S liegt

in der Regel bei mehreren tausend ppm/m<sup>3</sup>. Je nach Cosubstrat treten noch Siloxane, andere Schwefelverbindungen, Halogen-Kohlenwasserstoffe (vor allem im Klär- und Deponiegas) und Methanol (aus Rapsöl-ME), Ammoniak auf. Nach Kapitel 3.2 müssen

biogene Austausch- oder Zusatzgase nur die Begleitstoffe enthalten, die in G 260, Tabelle 3 enthalten sind und diese auch nicht überschreiten. Des Weiteren dürfen keine hygienischen oder gesundheitlichen Risiken oder Störungen an Einrichtungen der öffentlichen Gasversorgung auftreten.

Zur Nutzung in der öffentliche Gasversorgung wird im Entwurf der G 262 geregelt, dass das Rohgas gereinigt, aufbereitet (entsprechend G 260) und auf den Netzdruck des Netzbetreibers verdichtet werden muß. In keinem Fall dürfen gesundheitliche Risiken vom aufbereiteten Gas ausgehen. Zur Einspeisung in ein Verteilungsnetz eines örtlichen GVUs muß das Gas nach G 280 odorisiert werden. Außerdem muss regelmäßig das Vorhandensein bestimmter Gasbegleitstoffe wie  $H_2S$  überprüft werden. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übergabe muss ferner der Abrechnungsbrennwert bekannt sein.

Nach der Aufbereitung der Rohgase für die öffentliche Gasversorgung können diese entsprechend der G 260 als Austauschgas (G 260 Ziffer 4.4.2) oder Zusatzgas (G 260 Ziffer 4.2, 4.3) (Gas zur Konditionierung) verwendet werden bzw. dem Netzbetreiber an der Übernahmeschnittstelle zur Verfügung gestellt werden.

In Kapitel 3.2.1 der DVGW-Richtlinie G 262 wird der maximale  $CO_2$ -Gehalt auf 6 % im Brenngas (gilt

für Austauschgas bzw. bei Zusatzgaseinspeisung für das Brenngasgemisch nach dem Mischpunkt) begrenzt. Die maximale Zumischrate für Wasserstoff im Brenngas wird auf 5 % begrenzt, wobei diese manchmal nicht ausgeschöpft werden kann.

Zur Verdeutlichung zeigen die beiden folgenden Diagramme die Grenzen des  $CO_2$ -Gehaltes zur Einhaltung der unteren Wobbe-Index-Grenzen für L-Gas (Abbildung 3-7) und H-Gas (Abbildung 3-8) mit der 6 %-Grenze (grün gerahmt):

**Austauschgas:** Für die Verwendung als Austauschgas ist die Bestimmung der übergebenen Energiemenge erforderlich. Der durchschnittliche Wobbe-Index eines fermentativ erzeugten Gases liegt mit 60 % Methananteil bei ca.  $7 \text{ kWh/m}^3$  und damit deutlich unter denen von L- und H-Gas. Daraus folgt, dass der  $CO_2$ -Anteil auf jeden Fall verringert werden muß, wenn das Gas als Austauschgas verwendet werden soll.

**Zusatzgas:** Für eine Verwendung als Zusatzgas zum Grundgas gilt die Bestimmung der Energiemenge gleichermaßen. Zusätzlich ist ein Gasmischer (G 213) notwendig und die Anforderungen bzgl. Verwendung und Abrechnung nach G 685 hinter dem Mischpunkt müssen gegeben sein. Der  $CO_2$ -Anteil muss nicht zwingend verringert werden, wenn die Spezifikationen der Arbeitsblätter eingehalten werden

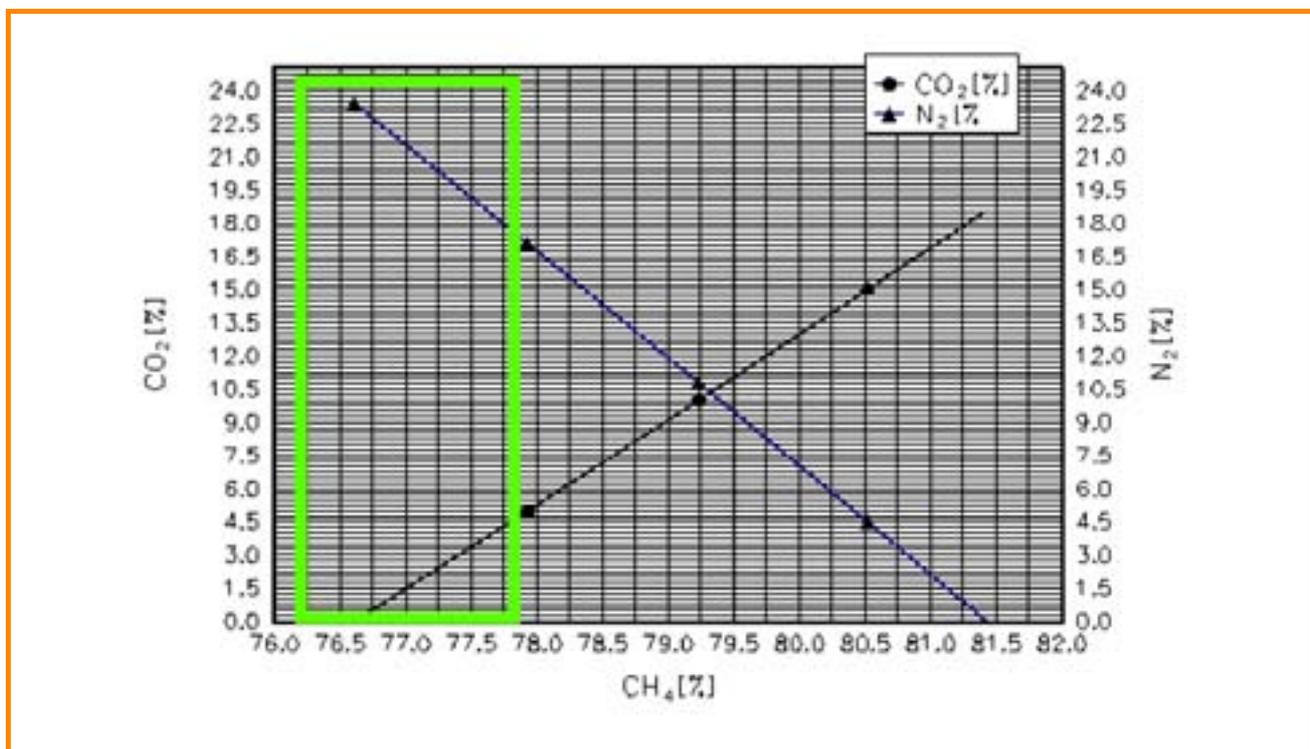


Abb. 3-7: Gasgemische mit gleichem Wobbe-Index ( $W_{S,N}=10,5 \text{ kWh/m}^3$ )

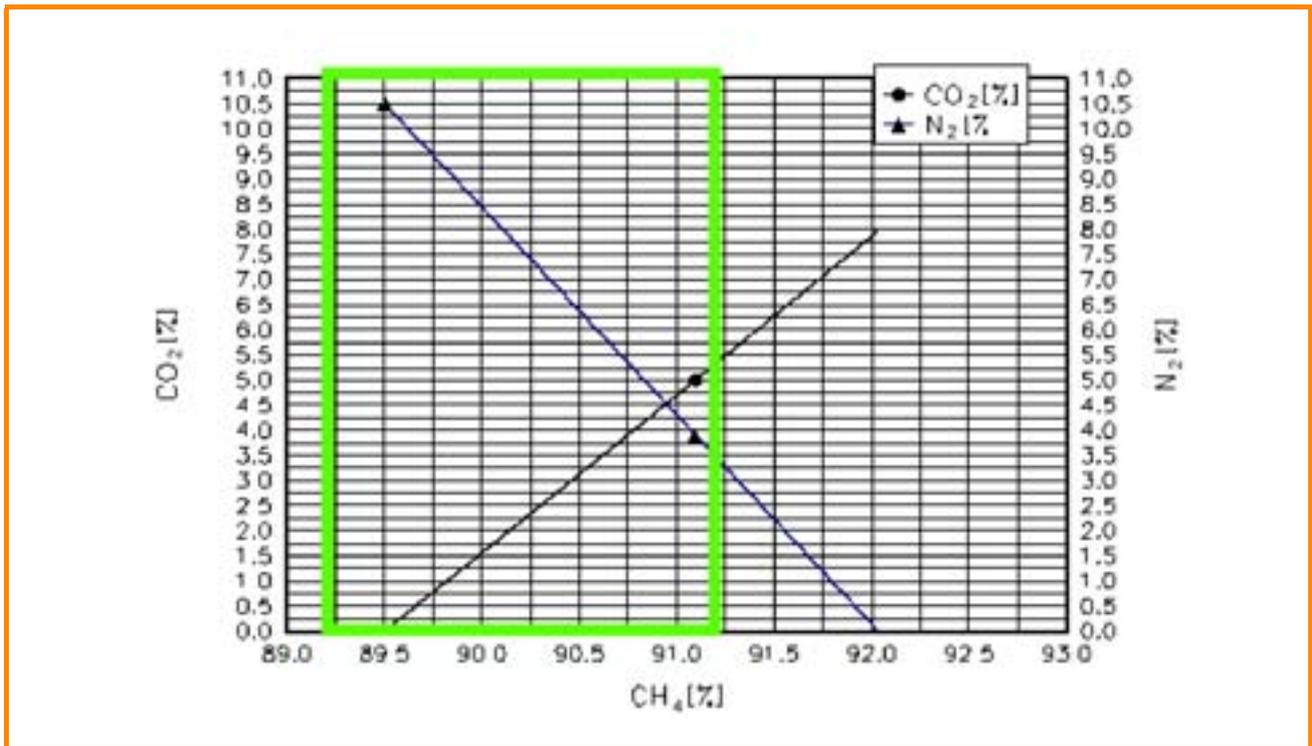


Abb. 3-8: Gasgemische mit gleichem Wobbe-Index ( $W_{S,N}=12,8 \text{ kWh/m}^3$ )

können. Bei der Einspeisung als Zusatzgas ist die Brennwertdifferenz des Grundgases zum Zusatzgas entscheidend, die sich insbesondere im Sommer bei geringen Grundgasmengen beschränkend auswirken kann. In Ringnetzen kann das Auftreffen von konditionierten auf nichtkonditionierte Gase bei sensiblen Gasanwendungen zu Schwierigkeiten führen („Pendelzonenproblematik“). Es kann daher sinnvoll sein, auf einem höheren Druckniveau bei größeren Grundgasmengen einzuspeisen, weil dann die Brennwertdifferenzen im konditionierten Gas möglicherweise geringer gehalten werden können.

Nach G 260 sind für die 1. Gasfamilie 6 % CO, für Spalt- und Kohlevergasungsgase 3 % CO erlaubt. Als Grenzen werden unter Berücksichtigung der Wobbezahlgrenzen im Entwurf der G 262 für CO<sub>2</sub> 6 Vol.-% und für H<sub>2</sub> 5 Vol.-% angegeben.

Es ist in jedem Fall auszuschließen, dass Störungen an Einrichtungen der öffentliche Gasversorgung auftreten können.

### Nutzung in L-Gasgebieten

**Austauschgas:** Eine Nutzung als Austauschgas ist möglich, wenn CO<sub>2</sub> bis auf wenige Prozente entfernt wird.

**Zusatzgas:** Ein Einsatz als Zusatzgas ist beschränkt in Abhängigkeit von den Netzgegebenheiten möglich.

### Nutzung in H-Gasgebieten

**Austauschgas:** In Versorgungsgebieten mit GUS-Gas-Qualität ist eine völlig unbeschränkte Verwendung als Austauschgas bei weitgehender CO<sub>2</sub>-Entfernung möglich. In Versorgungsgebieten mit Nordseequalität (z. B. Ekofisk (hoher Brennwert nahe 12 kWh/m<sup>3</sup>, zum Vergleich: Methan, H<sub>S,N</sub> = 11,06 kWh/m<sup>3</sup>, W<sub>S,N</sub> = 14,84 kWh/m<sup>3</sup>) ist auch bei nahezu vollständiger CO<sub>2</sub>-Entfernung nur die Verwendung als Zusatzgas möglich.

**Zusatzgas:** Bei teilaufbereitetem Zusatzgas mit größeren CO<sub>2</sub>-Anteilen richtet sich die zumischbare Menge nach der Vermischungsregel zur Einhaltung der Wobbezahlgrenzen und örtlich erlaubten Brennwertschwankungen nach G 685 (2 % bei thermischer, 1 % bei volumetrischer Abrechnung).

Die Schnittstellen – speziell die Schnittstelle zur öffentlichen Gasversorgung – mit den relevanten Regelwerken und Pfaden zur Einspeisung als Austausch- und Zusatzgas zeigt die Abbildung 3-9 aus der G 262. Bisher nicht genannte Regeln und Normen sind: G 492 „Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar“.

#### 3.1.2.3 Gasodorierung nach DVGW Arbeitsblatt G 280

Bei dem Einsatz der aufbereiteten Biogase in der öffentlichen Gasversorgung, sind diese Gase entspre-

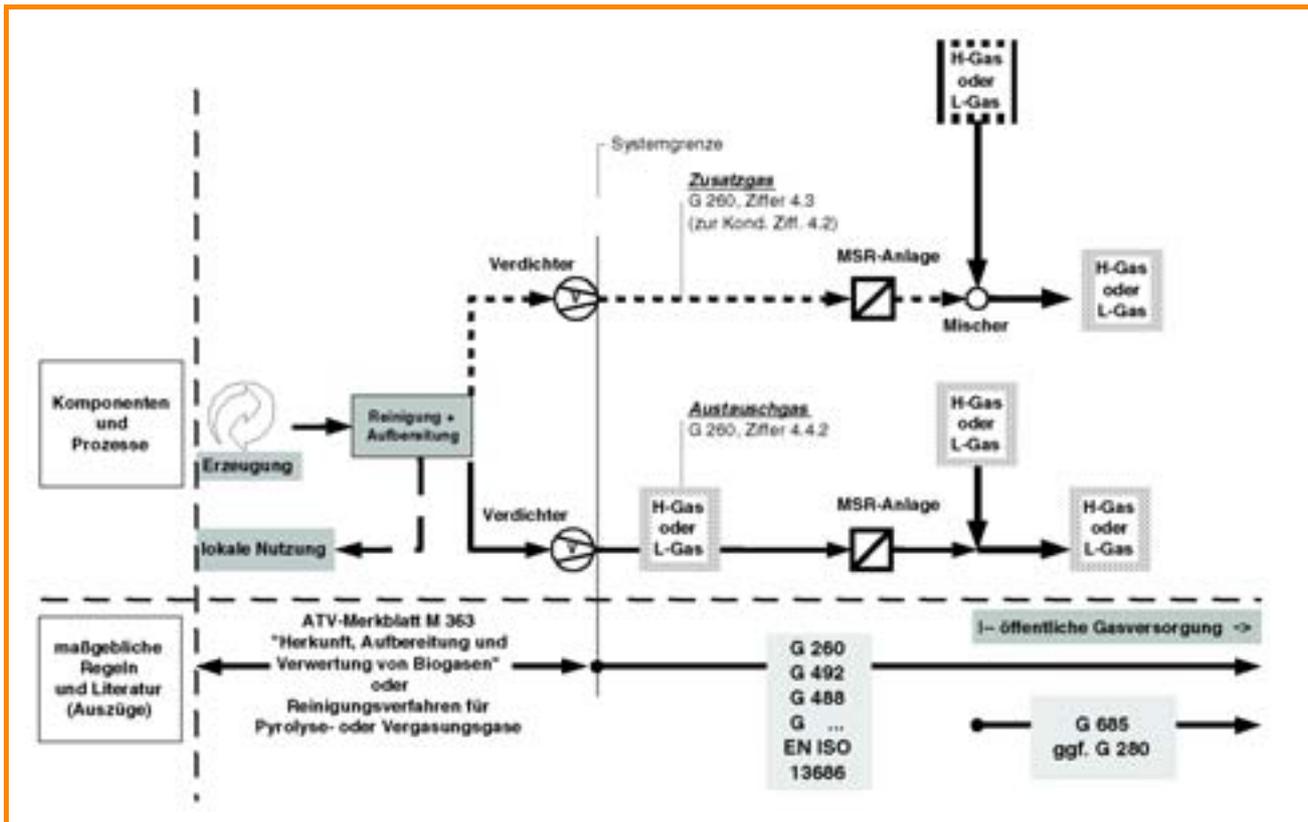


Abb. 3-9: Einspeiseschnittstellen und relevantes Regelwerk

chend zu odorieren d. h. mit einem Warngeruch zu versehen.

Der Entwurf Arbeitsblatt G 280-1 beinhaltet die Anforderungen an Odoriermittel, Typen von Odoriermitteln und Sicherheitsmaßnahmen sowie die Techniken der Odorierung. Der Entwurf berücksichtigt außer schwefelhaltigen Odoriermitteln jetzt auch schwefelfreie Odoriermittel. Im Entwurf Hinweis G 280-2 ist die Umstellung von schwefelhaltigen Odoriermitteln auf schwefelfreie Odoriermittel geregelt.

Die Gasodorierung ist vor der Netzeinspeisung als Austauschgas ggf. vom Biogaserzeuger vorzunehmen (G 262 Abschnitt 4.2.3, 1. Spiegelstrich). In der VII Abschnitt 5 ist die Odorierung im Bereich der Regional- und Endverteilung eine Systemdienstleistung des Netzbetreibers.

Gemäß der ATV-DVWK-Richtlinie M 363 (Stand 08/02), Kapitel 7.5 sind die Gasanforderungen am Einspeisepunkt mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Austauschgase sind nach DVGW-G 280 (Stand 12/99) zu odorieren.

### 3.1.2.4 DVGW G 685: Gasabrechnung

Die DVGW-Regel G 685 regelt die für die Abrechnung von Erdgasbezügen (Gase nach G 260) anzuwenden-

den Verfahren. Bei zeitlichen Änderungen des Einspeisebrennwertes oder bei einer Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in räumlich getrennten Netzen eines GVN ist als Abrechnungsbrennwert ein Mittelwert (arithmetisches oder mengengewogenes Mittel der täglichen Gasabgabe und des Einspeisebrennwertes in einem Netz evtl. mit Abzug von Großverbrauchern) zu bestimmen und entsprechend anzuwenden (siehe Kapitel 5.1 bis 5.4 DVGW G 685).

Bei einer Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in einem räumlich zusammenhängenden Netz (vermaschtes Netz) an einer Einspeisestelle ist ein Ersatzverfahren nach Kapitel 5.4.2 G 685 anzuwenden. Dies träfe z. B. auf eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas (Austausch- aber auch Zusatzgas) in die Mitteldruck- oder Hochdruckverteilenebene mit einer nachgelagerten Einspeisestelle in das Niederdruck- oder Mitteldruckversorgungsnetz (Versorgung von Endkunden) zu. In diesen Fällen ist der Brennwert des Mischgases entweder zu messen oder anhand der Mengenströme und der Brennwerte der zu mischenden Gase zu berechnen.

Bei einer Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in einem räumlich zusammenhängenden Netz (vermaschtes Netz) an mehreren Einspei-

sestellen entstehen Misch- und Pendelzonen. Hierbei gilt: der Abrechnungsbrennwert ist für jeden einzelnen Kunden anhand seiner regionalen Lage im Versorgungsgebiet zu ermitteln. Es ist anzustreben, dass der für ein Versorgungsgebiet zugrunde gelegte Abrechnungsbrennwert um nicht mehr als 2 % vom mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungsperiode gelieferten Gases abweicht. Zur Überprüfung ist daher an jeder Einspeisestelle der Mittelwert (Brennwert) zu bestimmen und für das nachgeschaltete Netz ein mengengewichteter Mittelwert zu berechnen. Hierbei sollten die Einspeisebrennwerte nicht um mehr als 2 % vom für das Versorgungsgebiet zugrunde gelegten Abrechnungsbrennwert abweichen. Andernfalls ist die zuständige Eichbehörde über das anzuwendende Abrechnungsverfahren zu unterrichten.

Aufgrund dieser Bestimmungen kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Einspeisung von aufbereiteten Biogasen direkt in die Nieder- bzw. Mitteldruckversorgungsebene (Endkundenversorgung) über eine zusätzliche Einspeisestelle der Einspeisebrennwert zeitlich und örtlich mit der Netzqualität weitestgehend übereinstimmen muß; eine Brennwertanpassung des aufbereiteten Biogases durch Luft- oder Flüssiggaszumischung also erforderlich ist. Bei einer Biogaseinspeisung in ein Versorgungsnetz über eine Einspeisestelle – Mischung von Grundgas der übergeordneten Gasverteilenebene mit biogenem Austausch- bzw. Zusatzgas – vereinfachen sich das Abrechnungsverfahren und der Aufwand einer Biogaskonditionierung.

## 3.2 Charakterisierung des vorhandenen Erdgasnetzes

Das Erdgasaufkommen in Deutschland wird zu ca. 51 % aus westeuropäischen Quellen (Dänemark, Niederlande, Norwegen, Großbritannien) und zu 31 % aus Russland gespeist. Die Gase werden von den importierenden Ferngasgesellschaften über Ferntransportpipelines nach Deutschland transportiert. Abbildung 3-10 zeigt das Ferntransportnetz der importierenden Ferngasgesellschaften (BEB GmbH, RWE AG, E.ON Ruhrgas AG, VNG Verbundnetz Gas AG, und Wingas GmbH) ohne die regionale Transportleitungen. Aus eigener Produktion stammen ca. 18 % (Norddeutsche Tiefebene, Altmark-Region) des Gesamtaufkommens. Als Naturprodukt weist Erdgas aus den verschiedenen Quellen eine unterschiedliche Beschaffenheit auf. An Hand der Wobbe-Indizes werden die Erdgase in H- und L-Gase eingeteilt: Russen-

gas, Nordseegas, Verbundgas sind H-Gase, Hollandgas und Gas aus Ostthannover sind L-Gase. Diese Bezeichnungen sind dem Arbeitsblatt G 260 des technischen Regelwerkes des DVGW entnommen.

Die Herkunft der Gase aus unterschiedlichen Quellen und die Struktur des Erdgasnetzes führen zu einer regional unterschiedlichen Verteilung der Gasqualitäten. Abbildung 3-11 zeigt, dass innerhalb einzelner Bundesländer unterschiedliche Gase zur Verteilung kommen.

Das Leitungsnetz der deutschen Gaswirtschaft ist seit Beginn des 19. Jahrhunderts auf eine Länge von ca. 375.000 km angewachsen. Tabelle 3-7 listet einige wichtige Daten zur Entwicklung auf.

Auf Grund seiner Entwicklungsgeschichte ist das deutsche Gasnetz zu einer räumlich schwer zu systematisierenden amorphen Struktur gewachsen und wird nach Druckstufe und Versorgungsebene klassifiziert.

### 3.2.1 Einteilung nach Netzebenen

Das Erdgaspipeline- bzw. Rohrnetz ist in 4 Versorgungsebenen einteilbar:

- Ebene 1:** Internationales Ferntransportnetz (vorgelagertes Rohrleitungsnetz)
- Ebene 2:** Überregionales Transportnetz
- Ebene 3:** Regionales Transportnetz
- Ebene 4:** Lokales Verteilungsnetz

Das innerdeutsche Ferntransportnetz oder überregionale Transportnetz ist eingebettet in die internationale Transportebene. Hier wird die internationale Transportebene mit den regionalen bzw. lokalen Versorgungsgebieten verknüpft. Darüber werden entweder die Betreiber der nachgelagerten Regionalnetze (Ebene 3), oder die Betreiber der lokalen Verteilnetze (Ebene 4) sowie die industriellen Abnehmer beliefert. Abhängig von der Lage der Ferntransport-Leitung kann dies über Stickleitungen direkt geschehen, oder aber über mehr oder weniger vermaschte Regionalnetze. Die BGW Gasstatistik weist 15 Ferngasgesellschaften aus.

Die Regionalnetze verbinden die Ferntransportnetze mit der lokalen Verteilenebene. Bei den lokalen Verteilungsnetzen handelt es sich um eng vermaschte Netze (bzw. Strahlen-, Verästelungs-, Ring- und vermaschtes Rohrnetz), die zur lokalen Versorgung mit Erdgas dienen. Analog zu anderen lokalen Versorgungsnetzen erfolgt die Trassenführung entlang dem Straßennetz. Das technische System der Ortsgasversorgungsunternehmen lässt sich durch ein Verteilnetz charakterisieren, welches in den Straßenzügen der

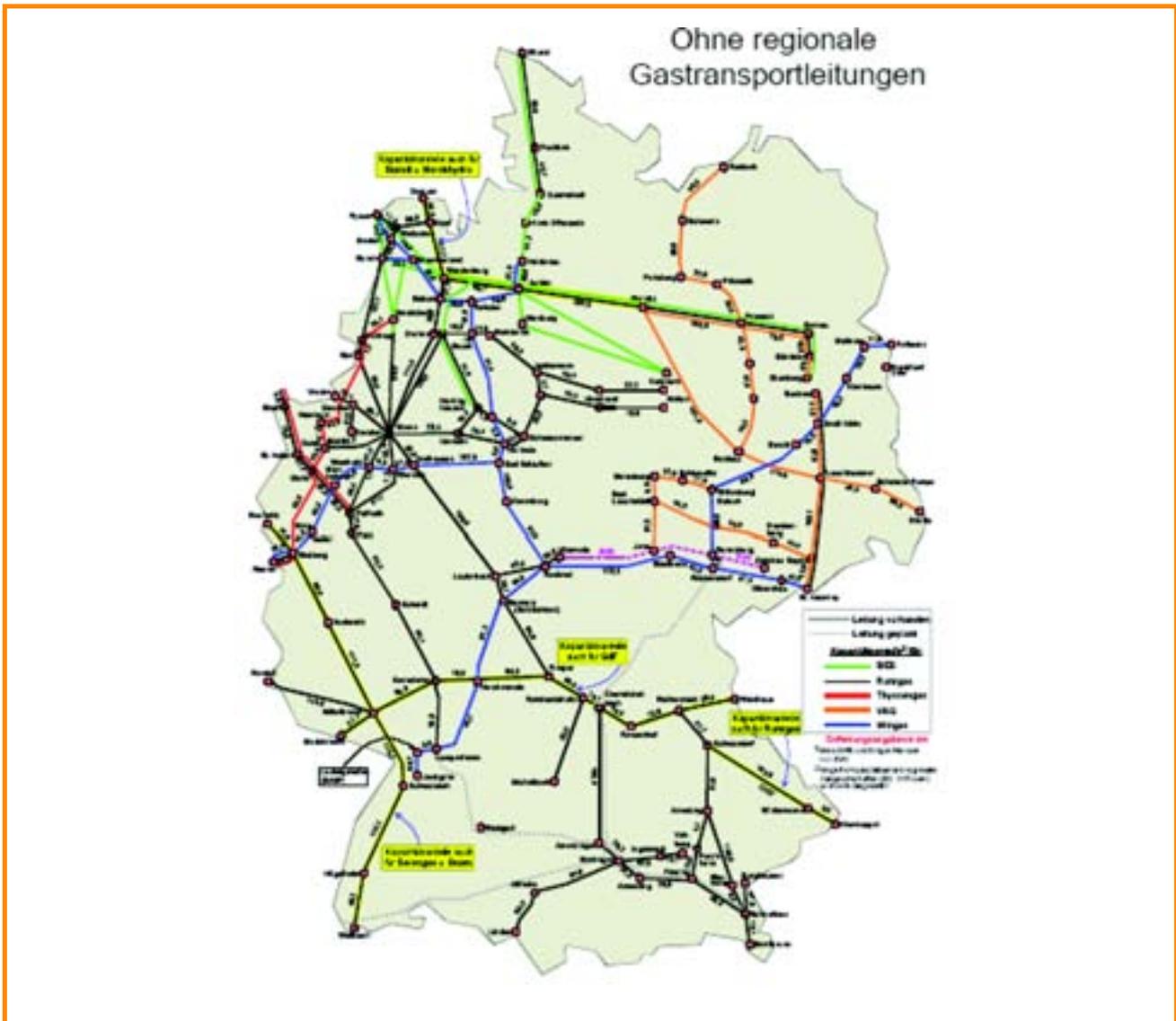


Abb. 3-10: Ferntransportleitungen der importierenden Ferngasgesellschaften

berohrten Stadtteile verlegt ist. Damit folgt dieses Netz in seiner Geometrie weitgehend der geometrischen Struktur der Straßenzüge der Gemeinden. Die Ortsgasversorgungsunternehmen sind ausschließlich zur Versorgung der Kunden in der Endverteilerstufe zuständig. In der existierenden Lieferkette beziehen sie ihr Gas typischerweise von den Regionalversorgungsunternehmen, aber auch der direkte Bezug von einer importierenden Ferngasgesellschaft ist üblich.

### 3.2.2 Einteilung nach Druckstufen

Die überregionalen Haupttransportleitungen führen bei Nenndurchmessern von DN 400 bis DN 1200 und Drucken bis PN 120 Normvolumenströme von ca. 1,0 bis 2,5 Millionen m<sup>3</sup>/h. Regionale Leitungen werden in einem breiten Spektrum von 1 bis 70 bar betrieben. Auf

der tiefsten Netzebene liegen bei Nennwerten von DN 50 bis DN 600 Fließdrücke von ≤ 30 bis 100 mbar an.

Die zweite Klassifizierungsmöglichkeit geht über die Einteilung in Druckstufen und Durchmesser und wird in Tabelle 3-8 gezeigt.

Das Leitungsnetz der deutschen Gaswirtschaft besteht zu 27 % aus 101.250 km HD-Leitungen (mehr als 1 bar bis zu 120 bar), zu 38 % aus 142.500 km MD-Leitungen (100 mbar bis 1 bar) und zu 35 % aus 131.250 km ND-Leitungen (bis 100 mbar).

Die möglichen transportierbaren Kapazitäten ergeben sich aus folgenden Überlegungen:

#### 3.2.2.1 Niederdrucknetze

Die Transportkapazität für einen Leitungsquerschnitt folgt aus der Strömungsgeschwindigkeit und dem zu-



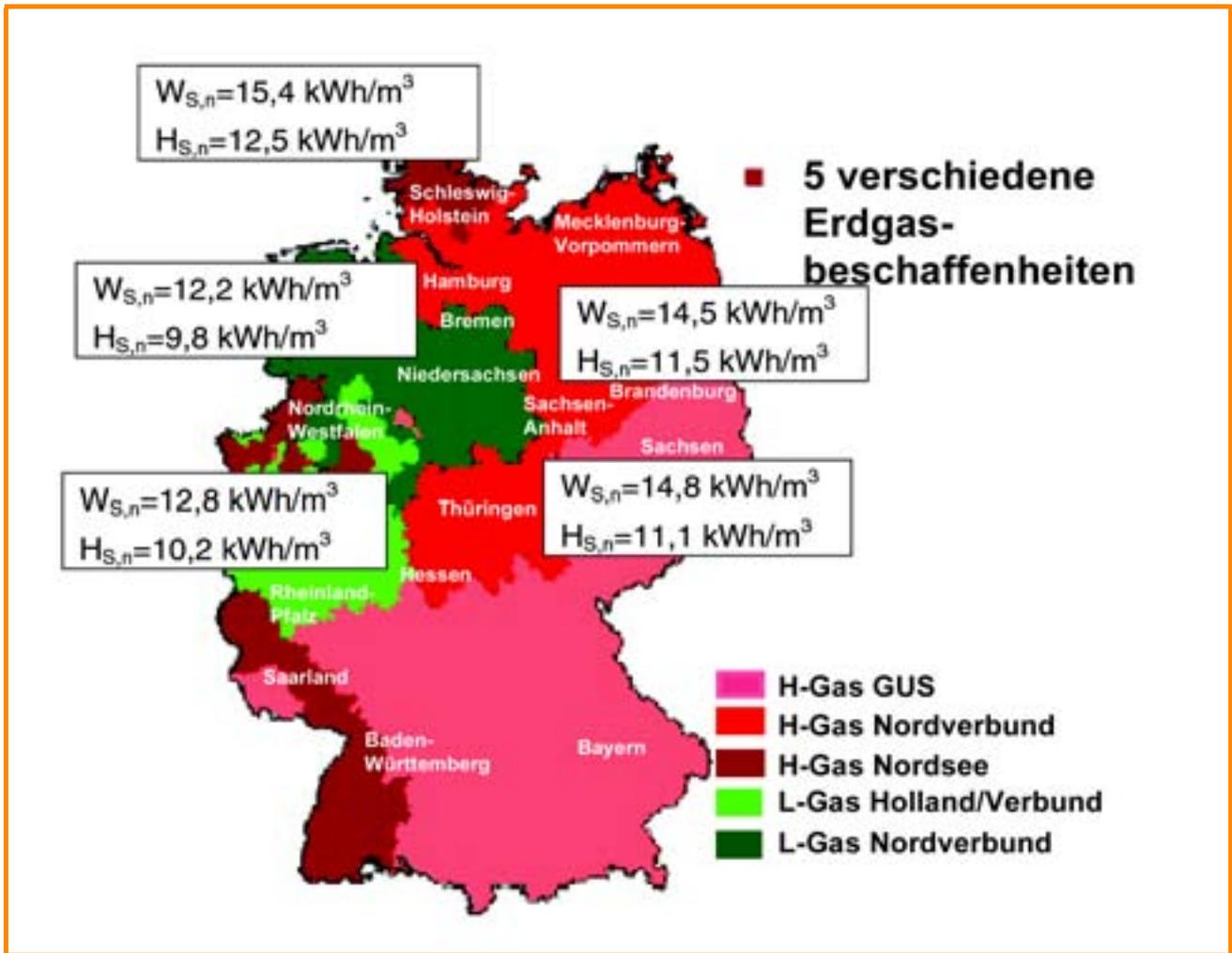


Abb. 3-11: In Deutschland zur Verteilung kommende Gase mit den wichtigsten Kennwerten

Tabelle 3-7: Daten zur Entwicklung des Erdgasnetzes

Einsatzbereich	Leitung	maximaler Druck
seit ca. 1930: überregionale Netze	DN 500	20 bar
seit ca. 1950: Ferngasnetze und dazugehörige kommunale Verteilersysteme	DN 900	67,5 bar
ab 1966: Beginn des Erdgasimports in die BRD durch grenzüberschreitende Lieferung von Erdgas aus dem niederländischen Groningen	DN 900	67,5 bar
seit ca. 1970: interkontinentalen Trassen	DN 1.400	80 bar
ab ca. 2000 angestrebt: höhere Drücke und Durchmesser führen zu weiter verringertem spezifischen Transportaufwand	DN 1.600	120 bar

Tabelle 3-8: Klassifizierung nach Druckstufen

Druckbereich			ND	MD	HD		
Überdruck	pe	bar	≤ 0,03	> 0,03–0,1	> 0,1–1	> 1–16	40–100
Nennweite	DN		50–600	50–600	100–400	300–600	400–900
$V_n$		m <sup>3</sup> /h	24,7–3562	70–10000	508–16.285	81.430–325.720	
$\Delta p/L \Rightarrow$	$V_n$	m <sup>3</sup> /h	–1000	–2000	–10000	–100000	1–3 × 10 <sup>6</sup>
Strömungsgeschw.	w	m/s	0,5–3,5	1–10	7–18	≤ 20	≤ 20

lässigen Druckverlust. Unter Zugrundelegung von Grenzgeschwindigkeiten (3 bis 6 m/s für Versorgungsleitungen, 6 bis 10 m/s für Hauptleitungen), werden diese in ND-Leitungen aufgrund des Druckverlustes nicht erreicht. Das anliegende Druckgefälle bzw. die Transportkapazität muss so groß bleiben, dass beim Endkunden ein Versorgungsdruck von 22 mbar bei maximaler Abnahmemenge gewährleistet ist.

### 3.2.2.2 Mitteldruck- und Hochdrucknetze

Auch für die MD- und HD-Netze gilt, dass die verfügbare Transportkapazität durch den nutzbaren treibenden Druckgradienten bestimmt wird. Die Strömungsgeschwindigkeiten sind höher als in ND-Leitungen.

Zu beachten ist immer, dass der Druck im nachgeschalteten Netz die untere Grenze bestimmt.

Kunden des häuslichen Bereiches werden über ND-Netze bis ca. 45 mbar, bei neu erschlossenen Gebieten auch über ND-Netze mit bis ca. 100 mbar, MD-Netze bis 1 bar oder HD bis 4 bar, teilweise auch darüber, versorgt. Die Netze sind zum Teil überlagert. Größere Industrielle Kunden werden aus den regionalen Transportleitungen mit Drücken, die auch über 10 bar liegen können, bedient.

Um die in das Erdgasnetz einspeisbare Menge des aufbereiteten, netzkompatiblen Gases bestimmen zu können, sind zwei wesentliche Restriktionen zu beachten. Die **netzseitigen Restriktionen** und die **Restriktionen durch die gasversorgte Fläche** bzw. nicht gasversorgte Fläche.

### 3.2.3 Technische Kriterien zur Einspeisung von Biogas

Technisch wird die einspeisbare Menge an Biogas durch die folgenden Kriterien bestimmt:

1. Gasseitig: Durch die Art der Aufbereitung und damit die Bereitstellung als Austausch- oder Zusatzgas.
2. Netzseitig: Durch die Kapazität des Netzes hinter dem Einspeisepunkt. Diese werden im Winter durch die ausgelastete Gesamtkapazität bestimmt.
3. Verbraucherseitig: Durch den Grundlastvolumenstrom und im Sommer durch den minimalen Verbrauch und somit der minimalen Abnahme.

Der Volumenstrom an einspeisbaren Biogas im Versorgungsgebiet eines GVU ergibt sich aus den Netzparametern wie Druckspanne, Leitungsdurchmesser und Einbau zusätzlicher Leitungen sowie der

minimalen Gasabnahme aus dem Netz. In Form von Austauschgas kann immer nur soviel Gas eingespeist werden, wie von den nachgelagerten Verbrauchern abgenommen wird. Durch Transportverpflichtungen der Netzbetreiber können im Winter Probleme auftreten, wenn für die Einspeisung von Biogas als Austauschgas in einem ND-Netz nicht ausreichend Transportkapazitäten vorhanden sind.

Während bei großen Netzen, die eine ausreichend hohe Pufferkapazität haben, der Tagesgang der Gasabnahme nur von geringer Bedeutung ist, muss dieser bei kleineren Netzen berücksichtigt werden. Abbildung 3-12 zeigt einen typischen Tagesgang.

Ein solcher Lastgang ist abhängig von der Verbraucherstruktur und der Außentemperatur.

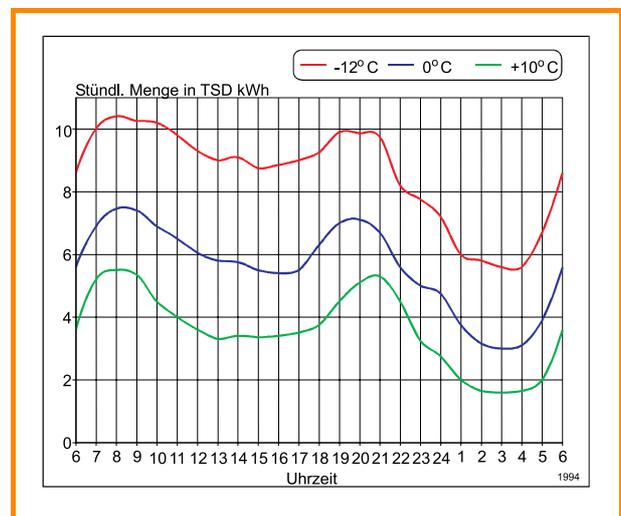


Abb. 3-12: Exemplarischer Tageslastgang mit ausgeprägten Verbrauchsspitzen (Quelle: Ruhrgas)

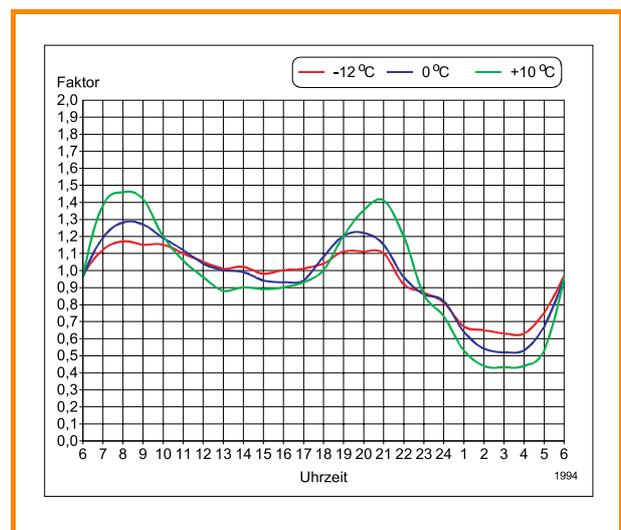


Abb. 3-13: Auf die Durchschnittswerte normierte Form eines Tageslastgangs (Quelle: Ruhrgas)



Eine Auftragung der Relationen zum jeweiligen Durchschnittswert liefert für die Durchschnittstunde eines Tages den Wert 1, die tatsächlichen Stundenwerte sind also entsprechend größer oder kleiner 1 (Abbildung 3-13).

Es ist eine einheitliche Absenkung der Gasabnahme in den Nachtstunden festzustellen. Dieses sogenannte Nachttal beträgt für dieses Beispiel rund 40 % bis 60 % der durchschnittlichen Abnahme pro Tag. Für kleine Versorgungsnetze kann davon ausgegangen werden, dass bei einer kontinuierlichen Einspeisung ein Wert von 40 % des Tagesdurchschnitts nicht überschritten werden darf. Bei größeren Netzen kann die Pufferwirkung des Netzes und eine höhere Grundlast eine höhere Einspeisemenge ermöglichen.

Zur Ermittlung der minimalen Last wird die durchschnittliche Abgabe pro Sommertag /8/ auf eine Stunde gemittelt und mit dem Faktor für das „Nachttal“ gewichtet.

In der Zusammenfassung verschiedener Parameter wie Jahresganglinie, Tagesganglinie und Netzstruktur ergibt sich, dass im Zeitraum der minimalen Gasabnahme (in h) 0,134 % der durchschnittlichen jährlichen Gesamtabgabe verbraucht werden. Dies entspricht der unter technischen Gesichtspunkten (keine Änderung der Netzparameter) kontinuierlich einspeisbaren Menge an Austauschgas in die Netzebenen.

Einschränkend gilt es zu bedenken, dass sich diese Grundlast u. U. auf mehrere nicht miteinander verbunden Teilnetze aufteilt, wobei auch nicht berücksichtigt ist, dass Endkunden bereits aus dem MD-Netz versorgt werden. Folglich lässt sich nicht für das einzelne GUV sagen, ob dieser Volumenstrom nur in die ND-Leitung eingespeist werden kann. Dies wäre mit dem einzelnen GUV zu klären, genauso die Fragestellung einer Druckerhöhung der ND-, bzw. MD-Ebene um einen größeren Volumenstrom als den hier angegebenen einzuleiten. Um Leitungen nicht zu überlasten, ist eine Netzsimulation im Einzelfall angebracht.

Je höher die Druckebene – aus netztopologischer Sicht – desto weniger fällt die Aufteilung in evtl. mehrere Netze ins Gewicht.

Tabelle 3-9: Durchschnittliche Gasabgabe im Jahr und im Sommer /8/

Bundesland	Gasabgabe an Verbraucher in Mio. kWh/a	Sommergrundlast in Mio. kWh/d
Brandenburg	19.015	25,48
Berlin	18.122	24,28
Bremen	6.932	9,29
Baden-Württemberg	72.681	97,39
Bayern	103.477	138,66
Hamburg	24.920	33,39
Hessen	97.412	130,53
Mecklenburg-Vorpommern	13.468	18,05
Nordrhein-Westfalen	263.281	352,80
Niedersachsen	110.450	148,00
Rheinland-Pfalz	30.054	40,27
Schleswig-Holstein	22.687	30,40
Saarland	11.460	15,36
Sachsen	63.046	84,48
Sachsen-Anhalt	24.399	32,69
Thüringen	22.869	30,64
Bremen, Hamburg, Berlin	49.974	66,97
<b>Summe</b>	<b>904.273</b>	<b>1.211,73</b>

Um die regional und lokal unterschiedlichen Verbraucherstrukturen abbilden zu können, wird im Folgenden eine Klassifizierung durchgeführt.

### 3.2.3.1 Klassifizierung der Gasversorgungsunternehmen

Als eine charakteristische Kenngröße zu Klassifizierung der Größe eines Gasversorgers und des zugehörigen Netzes wird die jährliche Gasabgabe an Verbraucher angenommen. Eine Aufteilung der deutschen Gasversorger basierend auf den Daten der Gasstatistik 2002 stellt Abbildung 3-14 dar.

Bei rund 35 % der GUV liegt der Gasabsatz unter 200 GWh; diese stellen kleine Ortsversorgungsunternehmen dar. Bei weiteren 49 % liegt ein Gasabsatz zwischen 200 GWh und 1.100 GWh vor. In 17 % der Fälle liegt der Gasabsatz über 1,1 GWh.



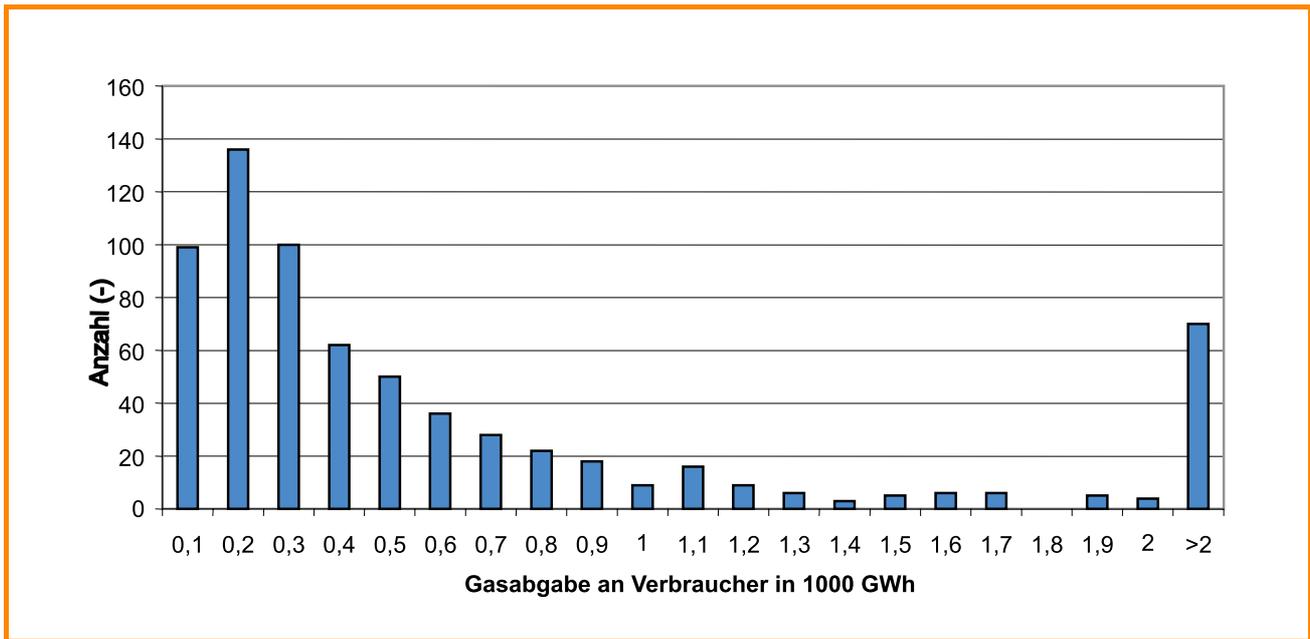


Abb. 3-14: Anzahl der Gasversorger unterteilt in Größenklassen, nach [8/]

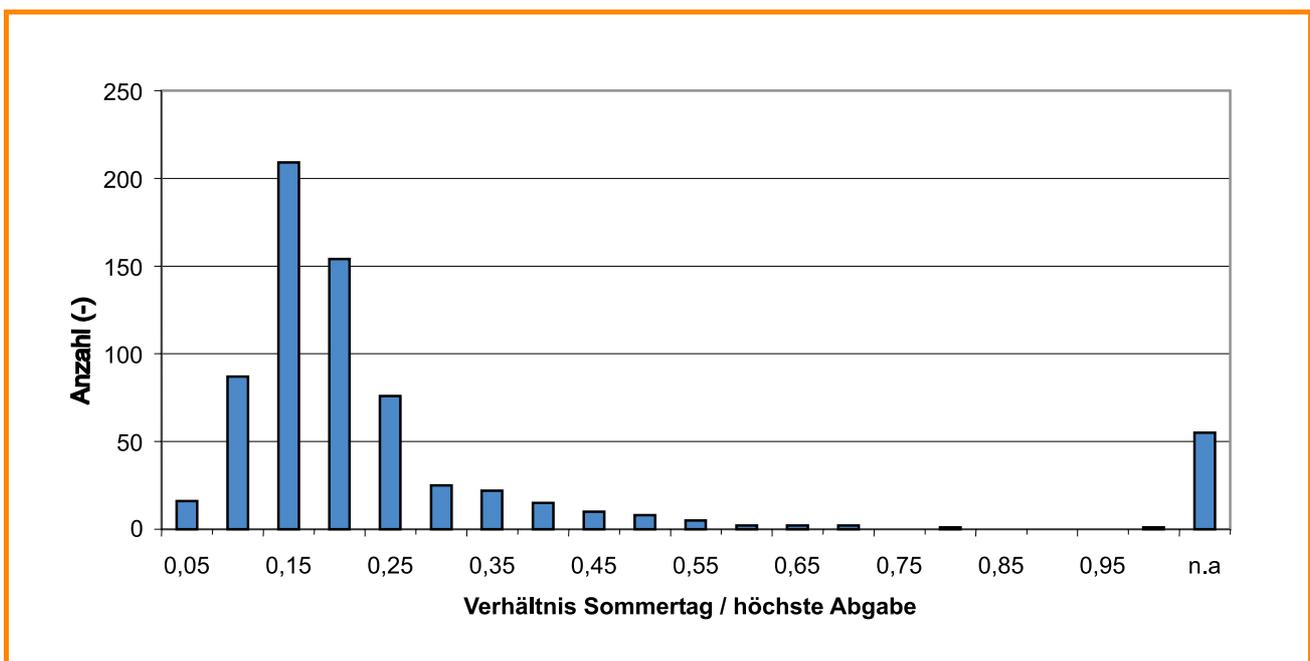


Abb. 3-15: Anzahl der Gasversorger unterteilt nach dem Verhältnis der Gasabnahme pro Tag [8/]

Als weiteres Klassifizierungsmerkmal dient das Verhältnis der durchschnittlichen Abgabe pro Sommertag zur höchsten Abgabe pro Tag. Dieses Verhältnis ist in Abbildung 3-15 dargestellt.

Liegt das Verhältnis unter 0,15 so kann davon ausgegangen werden, dass das entsprechende Gasnetz von Wohnbebauung dominiert wird, wie dies bei etwa 45 % der GVVU der Fall ist. Bei mittleren Verhältnissen bis unter 0,45 liegt eine Durchmischung mit

Gewerbebetrieben und Industrie vor, dies sind rund 42 % der GVVU. Bei darüber liegenden Werten wird der Gasabsatz von gewerblichen und industriellen Abnehmern geprägt, was jedoch nur bei etwa 4 % der GVVU der Fall ist. Für 55 GVVU, entsprechend 8 %, kann eine solche Angabe nicht gemacht werden, da die entsprechenden Daten in der Gasstatistik fehlen, oder das Verhältnis der dort gemachten Angaben über 1 liegt.



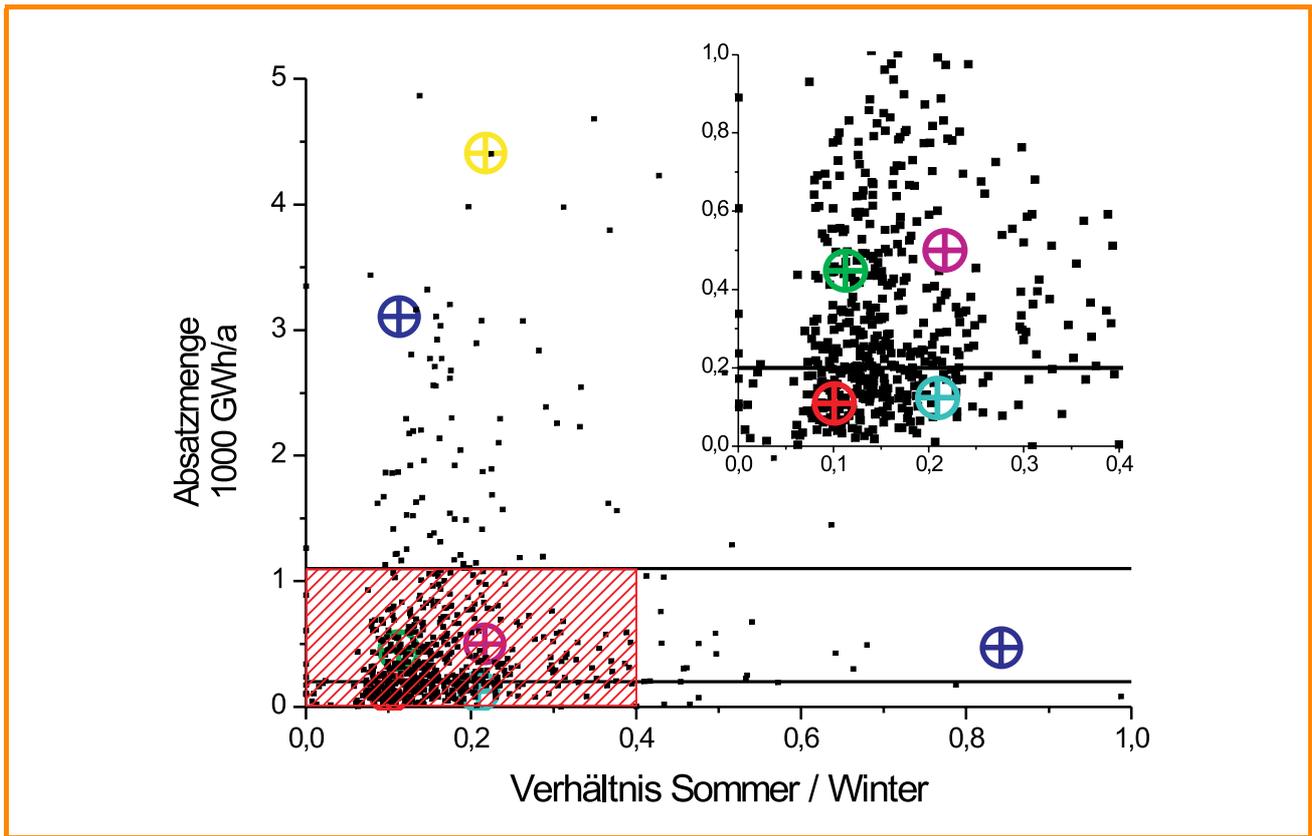


Abb. 3-16: Verteilung der GVU in die verschiedenen Klassen und Kennzeichnung der charakteristischen GVU (rechts oben Ausschnittvergrößerung des rot schraffierten Bereiches links unten) , nach [8]

Tabelle 3-10: Charakteristische GVU, abgeleitet nach [8]

Abnehmerstruktur	Stadtwerke 1	Stadtwerke 2	Stadtwerke 3	Stadtwerke 4	Stadtwerke 5	Stadtwerke 6
lfd. Nummer						
Bundesland	Niedersachsen	Baden-Würt.	Bayern	Brandenburg	NRW	Baden-Würt.
Absatzmenge	Klein	Klein	Mittel	Mittel	Groß	Groß
Zusammensetzung	Wenig Gewerbe	Viel Gewerbe	Wenig Gewerbe	Viel Gewerbe	Wenig Gewerbe	Viel Gewerbe
Höchste Abgabe	745	916	3.830	1.927	20.394	36.765
Sommer/Winter	0,11	0,21	0,11	0,22	0,13	0,22
Sommertag	79	188	439	419	2.606	8.252
Hausanschlüsse	2.300	1.950	7.600	4.252	50.378	27.235

Tabelle 3-11: Einspeisemengen für Austauschgas

Kategorie	Klein, wenig Gewerbe	Klein, Viel Gewerbe	Mittel, Wenig Gewerbe	Mittel, Viel Gewerbe	Groß, Wenig Gewerbe	Groß, Viel Gewerbe
Faktor	noch zu ermitteln	noch zu ermitteln	noch zu ermitteln	0,737	0,565	0,77
Austausch-gasmenge	80 MWh/d	187,5 MWh/d	440 MWh/d	309,5 MWh/d	1.472 MWh/d	6.354 MWh/d
Austausch-gasmenge bei $H_i=10 \text{ kWh/m}^3$	325 m <sup>3</sup> /h	1.050 m <sup>3</sup> /h	1.825 m <sup>3</sup> /h	1.290 m <sup>3</sup> /h	6.074 m <sup>3</sup> /h	26.468,75 m <sup>3</sup> /h
Anzahl GVU je Kategorie	129	66	151	159	32	67

Werden diese beiden Merkmale kombiniert, ergibt sich die in Abbildung 3-16 dargestellte Klassifizierung der Gasversorger.

Aus den oben genannten Klassen für Größe und Verhältnis, deren Grenzen in Abbildung 3-16 eingezeichnet sind, lassen sich für diese Bereich typische GVU definieren, siehe Tabelle 3-10.

Die charakteristischen GVU sind in Tabelle 3-10 mit den entsprechenden Daten angegeben. Nicht angegeben sind GVU mit einem Verhältnis der Gasabnahme über 0,4. Dies sind insgesamt nur 31 von 690 GVU. Eine Klassifizierung dieser Unternehmen erscheint wenig sinnvoll.

Entsprechend der Klassifizierung sind die Lastgänge einiger Unternehmen abgefragt worden, um den Faktor für das „Nachtal“ zu bestimmen.

Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Tagesgänge und der daraus folgenden, maximalen, kontinuierlichen Einspeisung der durchschnittlichen Abgabe an einem Sommertag ergeben sich die in Tabelle 3-11 angegebenen Energiemengen bei der Einspeisung von Austauschgas. Zusätzlich ist die Anzahl der Unternehmen angegeben, die in die jeweilige Kategorie fallen.

Bezüglich der Einspeisung als Austauschgas ist neben den oben genannten summarischen Werten immer auch die maximale Transportkapazität desjenigen Teils des Netzes in Betracht zu ziehen, wo das Biogas eingespeist werden soll. Der Wahl eines geeigneten Anschlusspunktes kommt also eine wesentliche Bedeutung zu.

Hier ist zu unterscheiden zwischen Rohrstrecken, die als reine Versorgungsleitung für einen Siedlungs- oder Gewerbekomplex dienen und solchen Rohrstrecken, die innerhalb des lokalen Verteilnetzes auch eine Transportfunktion zu weiteren Siedlungs- oder Gewerbekomplexen übernehmen können. Letztere sind für den Anschluss zu bevorzugen. Hierbei ist zu bedenken, dass die Transportkapazität des Netzes bei einem hohen Gewerbe-Anteil mindestens um den Faktor 5 über den oben genannten Grundgasmengen liegt; in Netzen mit einem geringen Gewerbe-Anteil sogar um den Faktor 10.

Bei den insgesamt 195 kleinen GVU mit einem Gasabsatz bis 200 GWh/a ist davon auszugehen, dass die entsprechenden Netze über einen oder wenige Einspeisepunkte aus dem regionalen Versorgungsnetz bedient werden. Hier steht für die Einspeisung von Biogas zumindest an einer Stelle, nämlich direkt hinter der Übergabestation, ein Großteil des oben angegebenen Gasabsatzes zur Verfügung.

### 3.2.3.2 Einspeisung von Zusatzgas

Bei der Einspeisung von Zusatzgas richtet sich die einspeisbare Menge ebenfalls nach der in Tabelle 3-11 aufgeführten Austauschgasmenge, beträgt aber nur einen Bruchteil dieser, entsprechend des angestrebten Mischungsverhältnisses. Es gelten die Berechnungen mit den Restriktionen bezüglich Brennwert, Wobbe-Index und CO<sub>2</sub>-Konzentration. Aufgrund der geringen zulässigen Volumenströme und der Notwendigkeit eines Mischers, kommt eine Einspeisung nur bei wenigen Versorgern in Betracht. Dies ist jedoch einzeln zu prüfen.

Die Kombination der verabredeten Modellgase mit den in der G 260 spezifizierten Gasen führt auf die nachfolgend dargestellten Einspeisemengen. Die Prozentangaben sind die jeweils zu den Grundgasströmen zumischbaren Zusatzgasmengen.

Bei der Einspeisung als Zusatzgas ist die Brennwertdifferenz des Grundgases zum Zusatzgas entscheidend, die sich insbesondere im Sommer bei geringen Grundgasmengen beschränkend auswirkt. In Ringnetzen kann das Auftreffen von konditionierten auf nichtkonditionierte Gase bei sensiblen Gasanwendungen zu Schwierigkeiten führen („Pendelzonenproblematik“). Es kann daher sinnvoll sein, auf einem höheren Druckniveau bei größeren Grundgasmengen einzuspeisen, weil dann die Brennwertdifferenzen im konditionierten Gas möglicherweise geringer gehalten werden können.

Demnach kommt hier der Wahl des Anschlusspunktes eine noch größere Bedeutung zu, als dies beim Austauschgas der Fall ist. Es muss eine Rohrstrecke gewählt werden, in der eine ausreichende Gasmenge kontinuierlich transportiert wird.

Das ist zu unterscheiden von der Kapazität der betreffenden Rohrstrecke, einen bestimmten Gasvolumenstrom auch in andere Teile des Netzes zu transportieren, wie es als Forderung für die Einspeisung von Austauschgas ausreichend ist. Die erforderliche Menge an Grundgas muss hier tatsächlich auch transportiert werden, unabhängig vom Betrieb der Biogasanlage.

Eine ausführliche Analyse des jeweiligen Ortsnetzes, der transportierten Menge in verschiedenen Rohrstrecken und vor allem der Tages-, Wochen-, und Jahresgänge der transportierten Menge stellt ein wesentliches Hindernis bei der Einspeisung dar.

Dies kann insbesondere in kleineren Netzen, die von nur einer oder von wenigen Übergabestationen versorgt werden, vermieden werden, indem die Einspeisung des Biogases in die Hauptzuleitung des lokalen Verteilnetzes erfolgt.



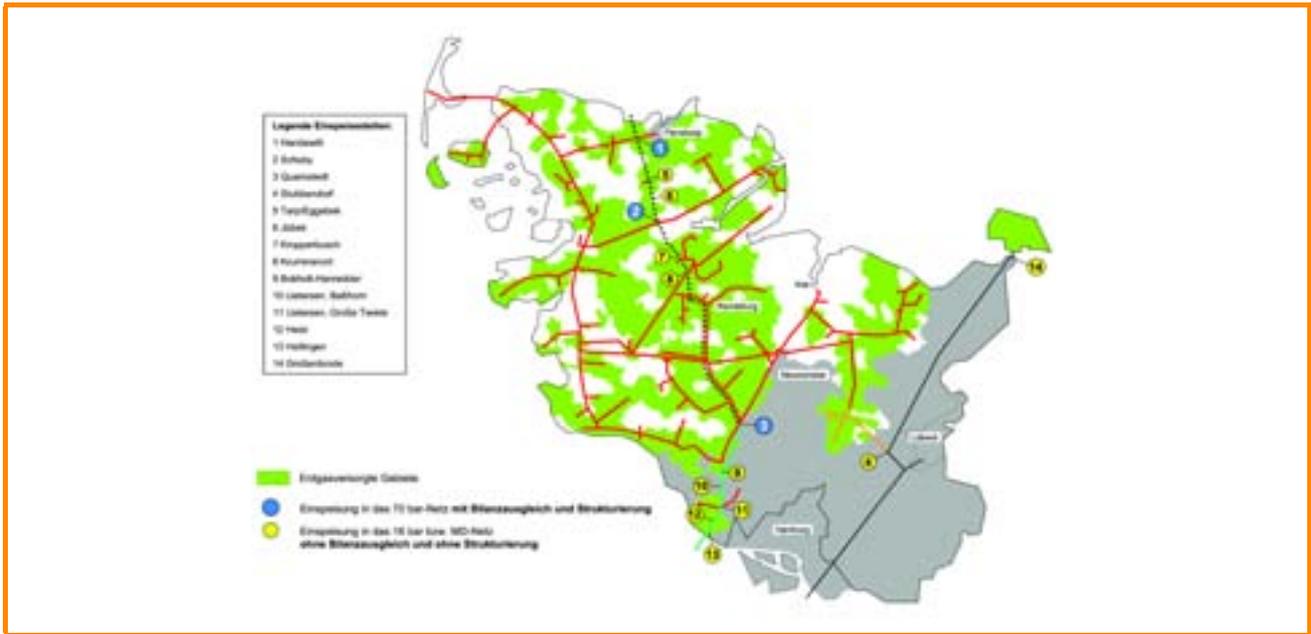


Abb. 3-17: Regionale HD-Leitungen im OVU-Gebiet (E.ON-Hanse)

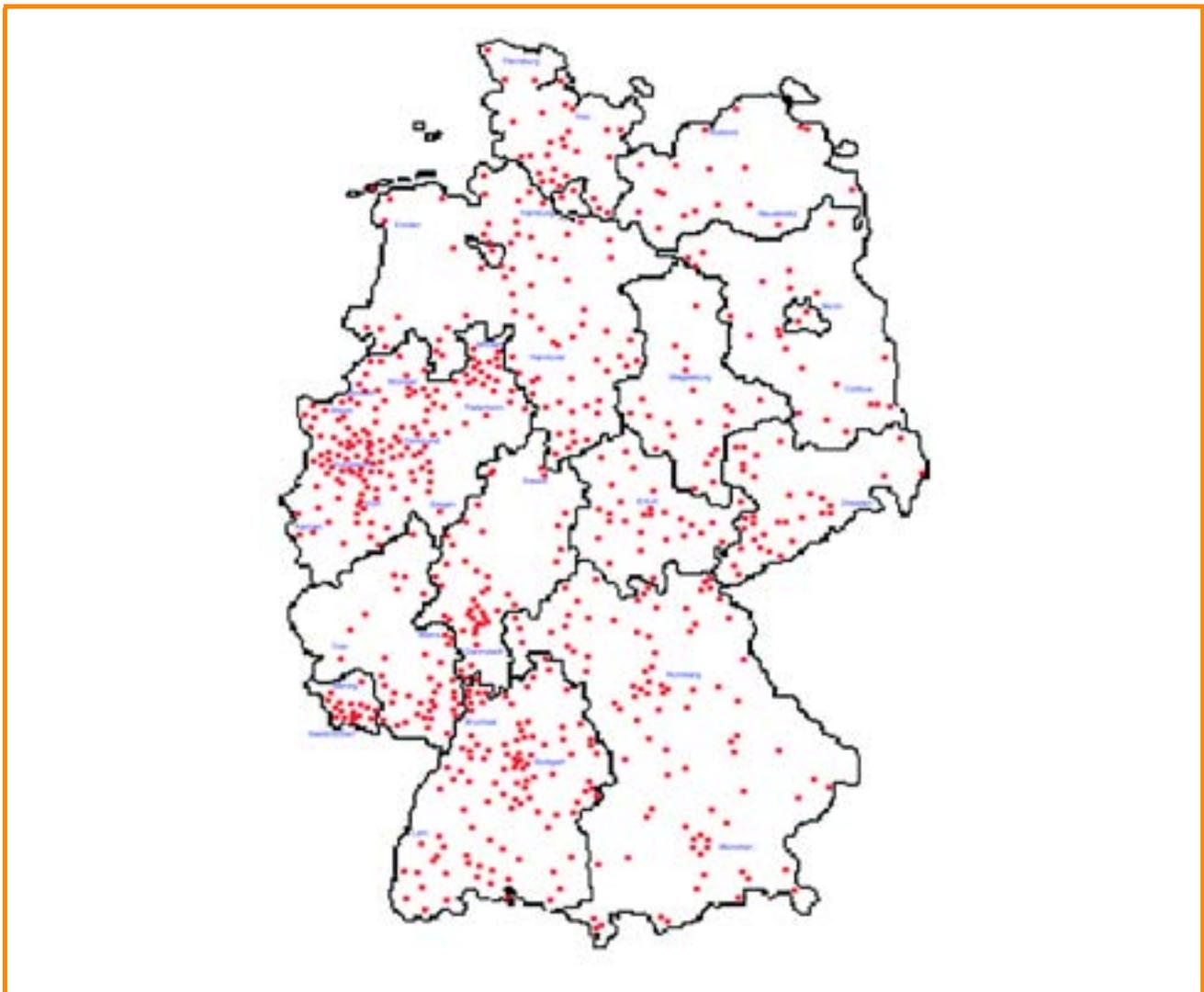


Abb. 3-18: Verteilung der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland

### 3.2.4 Restriktionen

Die Erreichbarkeit des Erdgasnetzes für aufbereitetes und netzkompatibles Gas wird durch die gasversorgte Fläche bestimmt. Dabei ist es unerheblich, ob es sich um lokale Versorgungsleitungen oder regionale HD-Leitungen handelt. Die regionalen HD-Leitungen liegen innerhalb der OVU-Gebiete (Abbildung 3-17) und sind damit durch den hier präzisierten Ansatz ausreichend berücksichtigt.

Bei der näheren Betrachtung einiger exemplarischer Bundesländer wird fast die gesamte Fläche als Versorgungsgebiet ausgewiesen. Die Verteilung der Gasversorgungsunternehmen zeigt Abbildung 3-18.

Es ist also davon auszugehen, dass die Flächenrestriktionen deutlich hinter die technischen Restriktionen zurücktreten. Die Projektierung einer Anlage zur Einspeisung ist generell überall möglich, ein besonders vorteilhafter Standort ist auf jeden Fall eine Einzelfallbetrachtung.

Auch Gebiete in denen die Anzahl der Versorgungsunternehmen pro Fläche geringer ist, gelten als vollversorgt.

## 3.3 Möglichkeiten und Grenzen der Gaseinspeisung (Gutachten des DBI – Netzsimulationsrechnung)

Biogas als erneuerbare Energie wird derzeit im wesentlichen zur dezentralen Stromerzeugung genutzt. Um diese Energie auch für die Wärmeerzeugung in größerem Maßstab zu nutzbar zu machen, ist die Einspeisung des Biogases in die öffentlichen Netze der Gasversorger notwendig.

Es soll unter dem Einsatz von Rechenfällen die Möglichkeit der technischen Machbarkeit der Verteilung von Biogas in den öffentlichen Netzen der Gasversorger nachgewiesen werden.

Weiterhin soll abgeschätzt werden, für wie viele Gemeinden bzw. Städte eine Einspeisung von Biogas denkbar ist.

Für diese Untersuchungen werden folgende Annahmen getroffen:

- Das einzuspeisende Biogas hat H-Gas-Qualität entsprechend G 260.
- Der Ausgangsdruck des Biogases nach der Aufbereitung beträgt zwischen 6 bar und 12 bar.
- Die Biogasaufbereitungsanlagen haben Leistungen von 30 m<sup>3</sup>/h, 150 m<sup>3</sup>/h, 300 m<sup>3</sup>/h und 360 m<sup>3</sup>/h.
- Die Abgabe der Leistung der Anlagen erfolgt kontinuierlich über das ganze Jahr und ist konstant.

### 3.3.1 Netztechnische Grundlagen

Erdgas wird in Rohrleitungsnetzen transportiert und verteilt. Diese Netze werden entsprechend ihres Nenndruckes in Hochdrucknetze (> 1 bar), Mitteldrucknetze (100 mbar bis 1 bar) und Niederdrucknetze (23 mbar) eingeteilt.

Der Nennwert des Anschlussdruckes von Gasgeräten beträgt 20 mbar. Dieser Anschlussdruck darf zwischen 18 und 24 mbar schwanken und muss von dem Gasversorger sichergestellt werden. Höhere Einspeisedrücke als 24 mbar sollten somit in Niederdrucknetze vermieden werden. Im Wesentlichen werden Niederdrucknetze mit 23 mbar betrieben.

Werden höhere Drücke für die Verteilung verwendet, muss der Druck über Druckregelanlagen bzw. Hausdruckregler auf 20 mbar heruntergeregelt werden.

Der **Gasverbrauch** verhält sich bis zu einer Temperatur von etwa 16 °C linear zu der mittleren Tagestemperatur. Auf Grund der jahreszeitlichen Temperaturschwankungen verändert sich somit auch der Gasverbrauch pro Tag. Diese Sachverhalte sind in den Abbildungen 3-19 und 3-20 dargestellt.

In Abbildung 3-19 ist der Gasbedarf über das Geschäftsjahr dargestellt, welches den Zeitraum vom 1. Oktober des laufenden Jahres bis zum 30. September des folgenden Jahres umfasst.

Abbildung 3-20 zeigt den Zusammenhang zwischen Gasabsatz und mittlerer Tagestemperatur. Hier wird deutlich, dass der Gasabsatz sich ab einer Temperatur von 16 °C nicht mehr verändert.

Während des Tages ändert sich der Gasverbrauch infolge des Nutzerverhaltens. Abbildung 3-21 zeigt den Druckverlauf einer Gasleitung während eines Tages. Es sind deutlich die druckschwachen Zeiten von 6–8 Uhr und 15–18 Uhr zu erkennen, das heißt in diesen Zeiträumen ist der Gasverbrauch am höchsten, während in der Nacht der Einspeisedruck fast erreicht wird.

Entsprechend dem Vorgenannten sind für die Beurteilung der technischen Einspeisemöglichkeiten in Niederdrucknetze Berechnungen mit Grundlast notwendig.

### 3.3.2 Technische Einspeisemöglichkeiten

Für die Einschätzung der Einspeisemöglichkeiten in die Niederdrucksystem wurden mit dem Netzberechnungsprogramm STANET, Version 7.3 Berechnungen durchgeführt. Mit diesem Programm können die sich einstellenden Netzdrücke in Abhängigkeit der Abnahmeverhältnisse ermittelt werden.



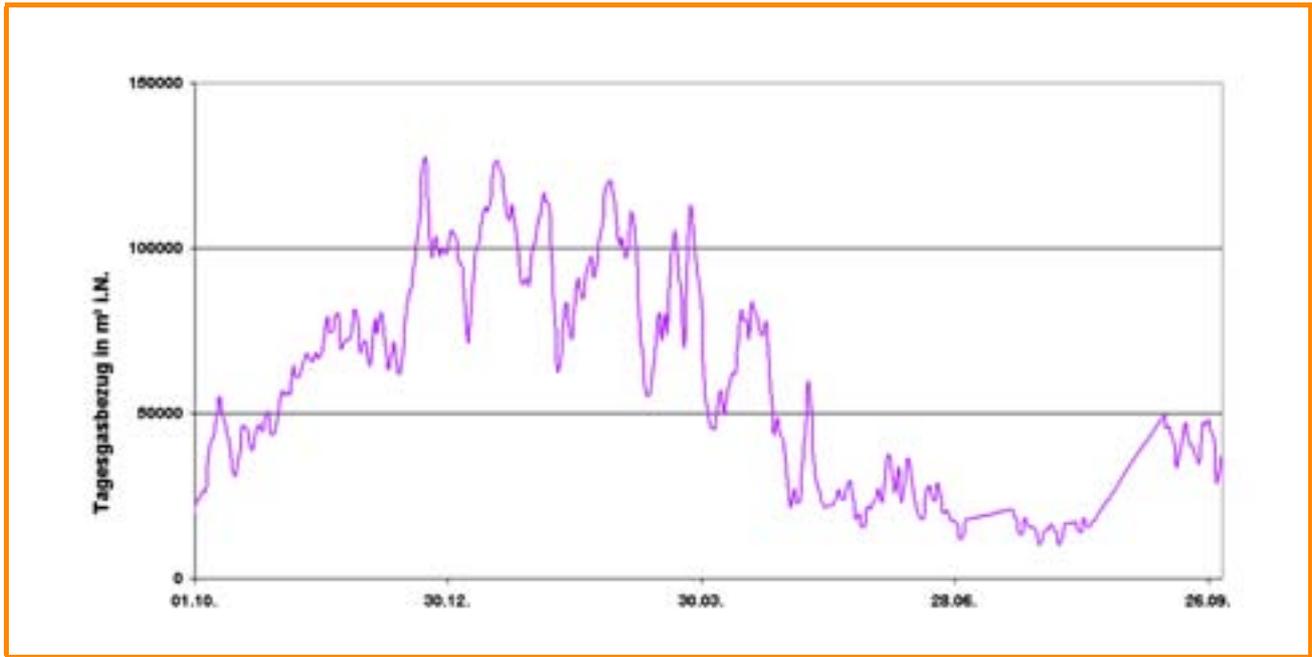


Abb. 3-19: Gasbedarf über ein Gaswirtschaftsjahr

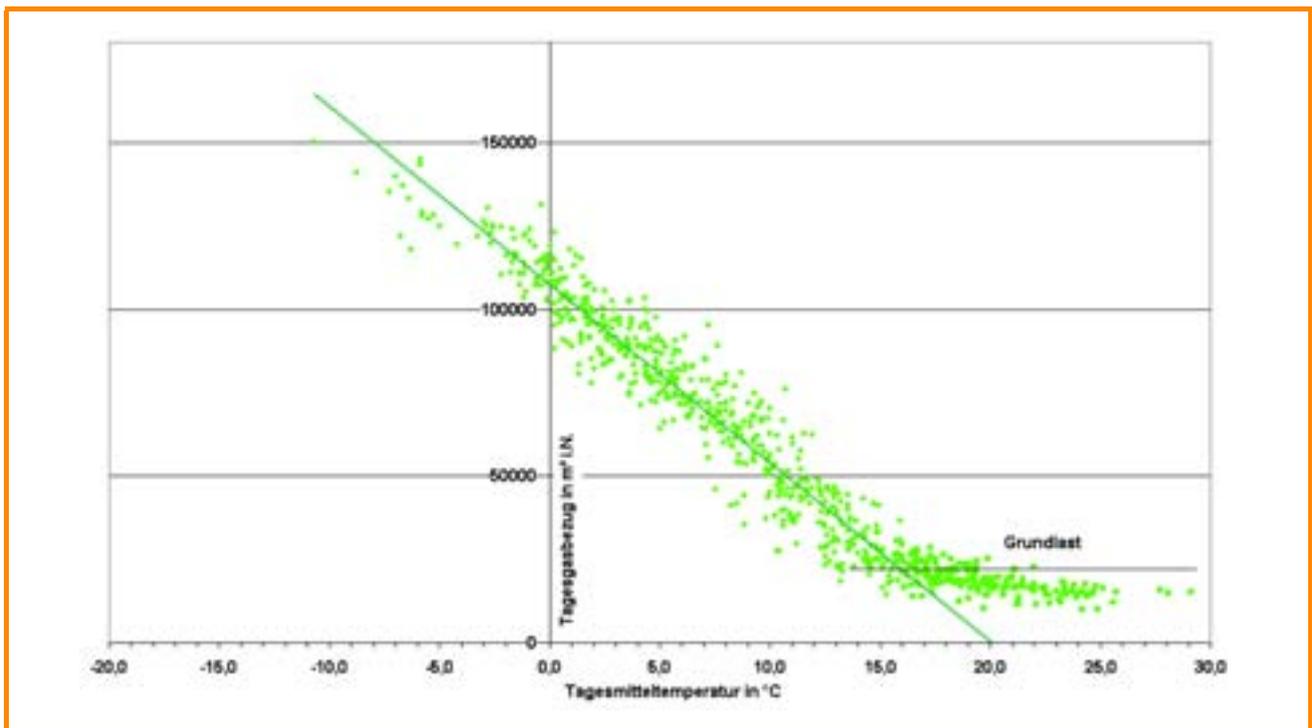


Abb. 3-20: Regressionsgerade des Gasbezuges

### 3.3.2.1 Berechnungen des Niederdrucknetzes

Für die Berechnung des Niederdrucknetzes wurde auf das Netzmodell (Abbildung 3-22) eines realen, anonymisierten Gasversorgungsnetzes zurückgegriffen. Das verwendete Netz entspricht dem einer Kleinstadt, hat eine Gesamtlänge von 52 km und wird mit einem

Druck von 23 mbar betrieben. Insgesamt werden damit ca. 5.000 Haushalte versorgt.

Die mit ihm gemachten Aussagen können auch auf größere Netze übertragen werden, wenn man bedenkt, dass der Einflussbereich von Regelanlagen begrenzt ist. Große Netze können somit als aus mehreren kleinen Netzen zusammengesetzt betrachtet





Abb. 3-23: Einspeisung Süd



Abb. 3-24: Einspeisung Südost

Eine weitere Berechnung erfolgte für eine Berechnungstemperatur von 15 °C. Bei einem Einspeisedruck von 23 mbar wird keine wesentliche Leistung aus der Biogasaufbereitungsanlage an das Niederdrucknetz abgegeben. Daher wurde der Einspeisedruck erhöht, bis die geforderten Leistungen der Biogasaufbereitungsanlagen erreicht wurden. Die folgende Tabelle 3-12 zeigt die Ergebnisse:

Aus diesen Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Einspeisedruck wesentlich über die für Niederdrucknetze üblichen 23 mbar erhöht werden muss, um Leistungen der Biogasaufbereitungsanlagen über 150 m<sup>3</sup>/h i. N. in das Niederdrucknetz abgeben zu können.

Die gleiche Berechnung mit einer Berechnungstemperatur von 15 °C und gleicher Herangehensweise wurde an einem weiteren Knoten des Niederdrucknetzes (Abbildung 3-24) durchgeführt.

Tabelle 3-12: Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage

Leistung	Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage
24,7 mbar	30 m <sup>3</sup> /h i. N.
25,8 mbar	150 m <sup>3</sup> /h i. N.
28,8 mbar	300 m <sup>3</sup> /h i. N.
30,3 mbar	360 m <sup>3</sup> /h i. N.

Dieser Teil des Niederdrucknetzes ist nur über eine Stichleitung an das restliche Netz angebunden. Auch für diese Berechnung wurde die Biogasaufbereitungsanlage als Einspeisung über eine Leitung DN 200 mit 10 m Länge simuliert. Bei gleicher Herangehensweise wie eben beschrieben ergeben sich die folgenden Einspeisedrucke (Tabelle 3-13):

Tabelle 3-13: Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage

Leistung	Einspeisedruck der Biogasaufbereitungsanlage
24,8 mbar	30 m <sup>3</sup> /h i. N.
56,0 mbar	150 m <sup>3</sup> /h i. N.
145,0 mbar	300 m <sup>3</sup> /h i. N.
190,0 mbar	360 m <sup>3</sup> /h i. N.

Die berechneten Drücke liegen in Druckbereichen für erhöhten Niederdruck (40 bis 100 mbar) bzw. im Mitteldruckbereich (100 mbar bis 1 bar).

Diese Berechnungen zeigen, dass eine Einspeisung von Biogas direkt in Niederdrucknetze ohne eine genaue Berechnung des jeweils konkreten Netzes nicht sinnvoll ist.

Die Machbarkeit ist stark abhängig von Netzstruktur, Einspeisepunkt und den sich bei verschiedenen Abnahmemengen einstellenden Druckverhältnissen.

### 3.3.2.2 Berechnungen des Hochdrucknetzes

Da für die Berechnung kein reales Modell zur Verfügung stand wurde für die Berechnung eine Leitung mit folgenden Parametern simuliert.

Länge: 200 km  
 Nennweite: DN 500  
 Einspeisedruck: 25 bar  
 Durchfluss: 50.000 m<sup>3</sup>/h i. N.

Auf der Hälfte der Strecke wurde eine zusätzliche Einspeisung (angenommene Biogasaufbereitungsanlage) eingefügt, die wiederum über eine 10 m lange Leitung DN 200 mit dem System verbunden ist. (Abbildung 3-25)

Die Berechnung mit einer konstanten Einspeisung von 360 m<sup>3</sup>/h i. N. zeigt, dass eine solche zusätzliche Einspeisung keine Probleme bereitet.

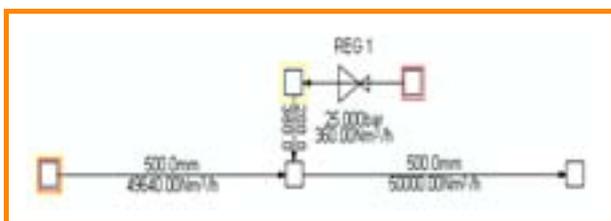


Abb. 3-25: Hochdruckleitung

### 3.3.3 Verteilung der Gasbeschaffenheiten

In Abbildung 3-26 ist nochmals die Berechnung entsprechend des Abschnittes Technische Einspeisemöglichkeiten mit einer Einspeisung von 30 m<sup>3</sup>/h i. N. Biogas dargestellt. Die Leitungen wurden entsprechend den sich einstellenden Gasbeschaffenheiten eingefärbt.

Grün: H-Gas (aus Biogaseinspeisung)  
 Gelb: H-Gas (Erdgaseinspeisung)  
 Rot: Mischgas

Es ist ersichtlich, dass es keine feste Grenze zwischen Biogas und Erdgas gibt. Die einzelnen Gasbeschaffenheiten vermischen sich nach wenigen Leitungsknoten und werden von dort weiter im Gasnetz verteilt.

Es besteht somit die absolute Notwendigkeit, Biogas in einer Qualität einzuspeisen, die der von H-Gas entspricht, wenn in ein Niederdrucknetz eingespeist werden soll.

### 3.3.4 Einschätzung der Biogaseinspeisemöglichkeiten

Ausgangspunkt für die Einschätzung der Einspeisemöglichkeiten sind die Ergebnisse der Berechnungen entsprechend Abschnitt 3.3.2.

Als allgemein möglich sind Einspeisungen in Mittel- und Hochdrucknetze anzusehen. Aus diesem Grund ist die Verteilung dieser Netze in der BRD interessant.

Grundlage für Tabelle 3-14 sind das Statistische Jahrbuch 2002 und die 124. Gasstatistik des BGW.

Dem Statistischen Jahrbuch wurden die Werte für Flächen mit dem Stand 31.12.2000 entnommen. Die Daten für die Leitungslängen stammen aus der BGW Statistik mit Stand 2002.

Bei der Statistik des BGW ist zu beachten, dass Leitungslängen unternehmensbezogen dem Bundesland zugeordnet wurden, in dem der Hauptsitz des Unternehmens liegt.

Ausgehend von der Überlegung, dass die Möglichkeit einer Einspeisung mit der Leitungsdichte wächst, wurde die Leitungsdichte für Mittel- und Hochdruckleitungen bezogen auf die Bundesländer ermittelt und in der Tabelle angegeben.

Für Einspeisungen in Mitteldrucksysteme sind die folgenden Länder vorzuziehen.

Niedersachsen	0,860 km/km <sup>2</sup>
Nordrhein-Westfalen	0,789 km/km <sup>2</sup>
Berlin	0,639 km/km <sup>2</sup>
Schleswig-Holstein	0,590 km/km <sup>2</sup>
Hamburg	0,587 km/km <sup>2</sup>

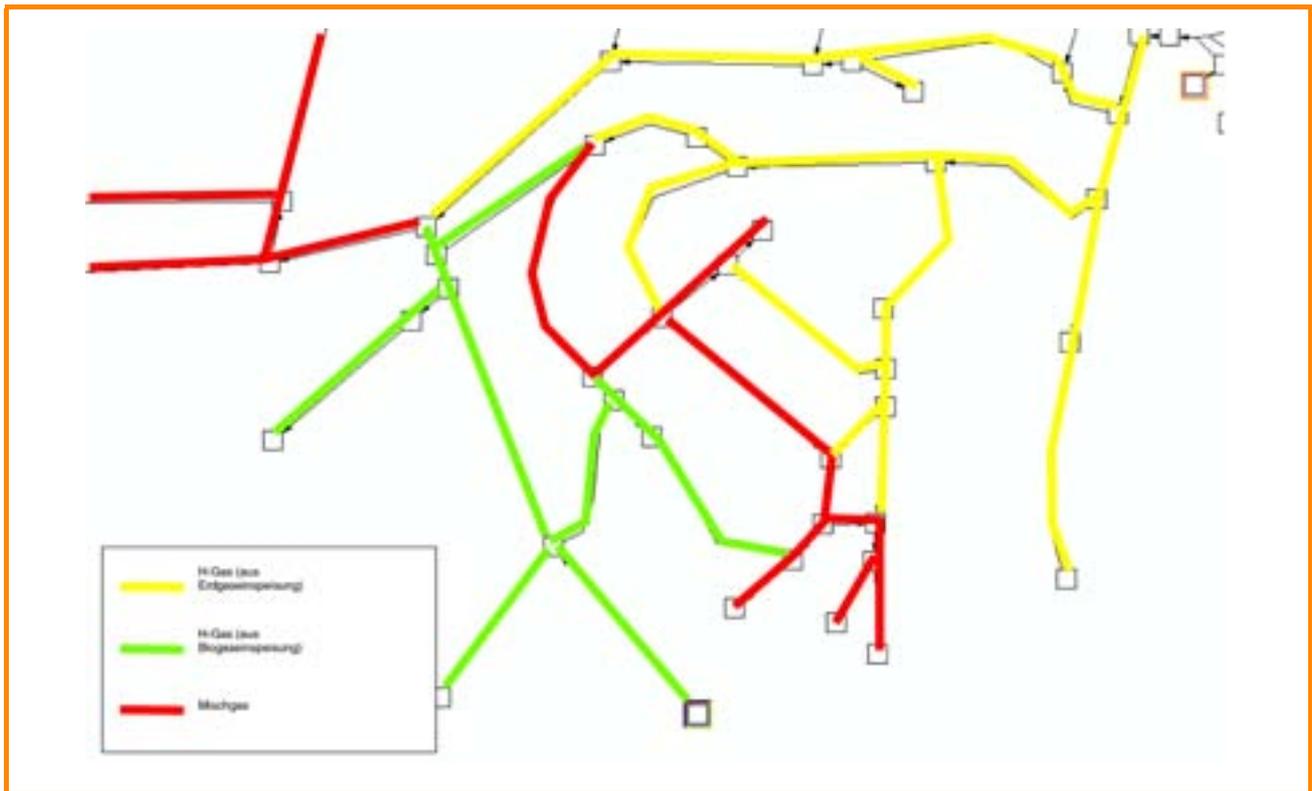


Abb. 3-26: Gasbeschaffenheitsverteilung

Tabelle 3-14: Gasstatistik des BGW (Auszug); Abkürzungen: NDL: Niederdruckleitung, MDL: Mitteldruckleitung, HDL: Hochdruckleitung, Gvu: Gasversorgungsunternehmen

Land	Anzahl Gvu	Leitungslängen in km				Fläche in km <sup>2</sup>	Leitungslänge je Fläche	
		NDL	MDL	HDL	Summe		MDL km/km <sup>2</sup>	HDL km/km <sup>2</sup>
Schleswig-Holstein	36	4.133	9.297	2.829	16.259	15.763	0,590	0,179
Hamburg	1	6.683	443	1.877	9.003	755	0,587	2,486
Niedersachsen	67	9.245	40.961	3.521	53.727	47.616	0,860	0,074
Bremen	2	1.859	65	380	2.304	404	0,161	0,941
Nordrhein-Westfalen	141	34.316	26.889	4.731	65.936	34.081	0,789	0,139
Hessen	47	9.797	7.313	4.009	21.119	21.114	0,346	0,190
Rheinland-Pfalz	34	3.538	5.582	1.725	10.845	19.847	0,281	0,087
Baden-Württemberg	101	14.764	9.497	6.532	30.793	35.751	0,266	0,183
Bayern	98	11.772	14.640	10.472	36.884	70.548	0,208	0,148
Saarland	17	2.323	915	86	3.324	2.569	0,356	0,033
Berlin	1	5.514	570	740	6.824	892	0,639	0,830
Brandenburg	27	1.771	5.831	3.225	10.827	29.477	0,198	0,109
Mecklenburg-Vorpommern	23	3.317	1.691	1.655	6.663	23.173	0,073	0,071
Sachsen	38	8.839	3.179	3.006	15.024	18.413	0,173	0,163
Sachsen-Anhalt	26	4.179	4.003	3.343	11.525	20.446	0,196	0,164
Thüringen	30	3.266	3.977	2.982	10.225	16.172	0,246	0,184

Einspeisungen in Hochdruckleitungen wären in den Ländern

Hamburg	2,486 km/km <sup>2</sup>
Bremen	0,941 km/km <sup>2</sup>
Berlin	0,830 km/km <sup>2</sup>
Hessen	0,190 km/km <sup>2</sup>
Thüringen	0,184 km/km <sup>2</sup>

technisch günstig zu realisieren (Abbildung 3-27).

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass Berlin, Hamburg und Bremen als Städte ihre Leitungen in wesentlichen Teilen im Stadtgebiet liegen haben, was einem Standort von Biogasanlagen eventuell im Wege steht..

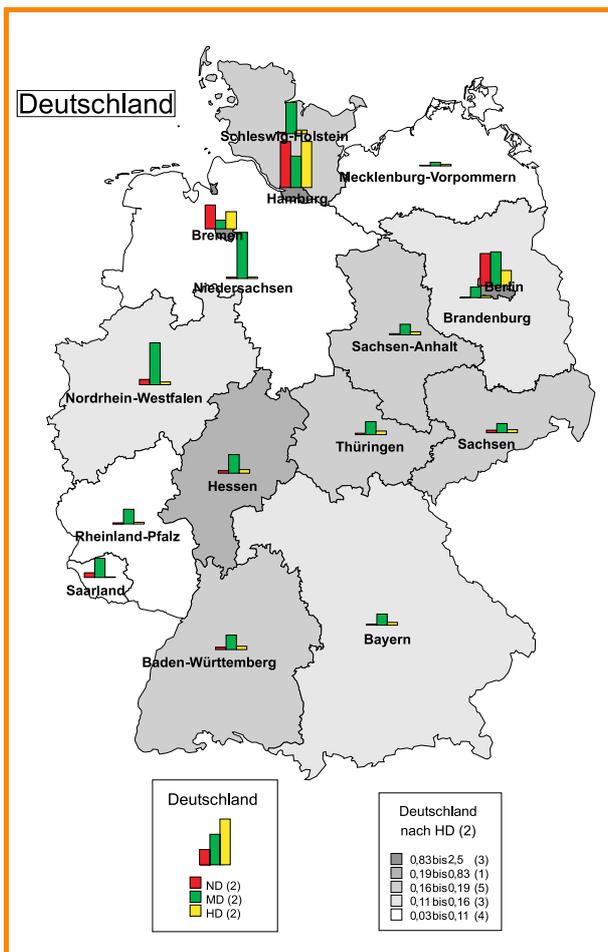


Abb. 3-27: regionale Verfügbarkeit des Erdgasnetz nach Druckstufe HD

### 3.3.5 Zusammenfassung

Es wurde festgestellt, dass eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas in Niederdrucknetze im Wesentlichen nicht praktikabel ist.

Der wesentliche Faktor ist hierbei der unterschiedlich große Gasverbrauch zwischen Sommer- und Winterperiode.

Die Einspeisung kleiner Mengen von 30 m<sup>3</sup>/h i. N. kann möglich sein, wenn die entsprechende Netz- und Abnehmerstruktur (Sondervertragskunden) vorhanden ist. Dies sind jedoch Einzelfallentscheidungen. Diese können nicht pauschal eingeschätzt werden. Für diese Fälle ist generell ein Nachweis der Einspeisemöglichkeit durch eine Netzberechnung bei dem Gasversorgungsunternehmen notwendig.

Wesentlich besser stellt sich die Situation bezüglich einer Einspeisung in Mittel- und Hochdrucknetze dar.

Bei diesen Einspeisungen gibt es keine Druckprobleme, die eingespeisten Mengen werden verteilt und dann an den Kunden geliefert. Diese Netze, insbesondere die der Gastransportgesellschaften, haben weiterhin den Vorteil, dass die Biogasaufbereitungsanlage nicht in unmittelbarer Umgebung zum späteren Verbraucher gebaut werden muss. So könnten Biogasaufbereitungsanlagen in ländlichen Gegenden bei entsprechender Netzeinbindung durchaus größere Mengen Gas erzeugen und einspeisen.

In jedem Fall muss bei Einspeisung in ein Niederdrucknetz die Gasqualität der des Gasnetzes entsprechen. Insbesondere bei Einspeisungen in stark vermaschte Netze ist auf Grund unterschiedlicher Vermischungen eine gleichbleibende Gasqualität bei stark abweichender Qualität des Biogases nicht gewährleistet.

Eine Einschätzung der Anzahl Gemeinden, die für eine Biogasversorgung geeignet sind, ist nicht möglich, da, wie beschrieben, die direkte Einspeisung vom Einspeisepunkt und von der tatsächlichen Netz- und Verbraucherstruktur abhängt.

Aufgrund der Leitungsnetzichte sollten Einspeisepunkte in Mitteldrucksysteme in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Berlin, Schleswig-Holstein und Hamburg vorrangig gesucht werden.

Für die Einspeisung in Hochdrucksysteme sind dagegen eher die Bundesländer Hamburg, Bremen, Berlin, Hessen und Thüringen prädestiniert.





# 4

# Potenziale der Biogaserzeugung

In diesem Kapitel werden die Biomassepotenziale Deutschlands untersucht.

In einem ersten Schritt wird das Aufkommen des jeweiligen biogenen Primärenergieträgers in Tonnen pro Jahr ermittelt. Nach Konversion in einer Biogasanlage steht der Sekundärenergieträger in Form von Biogas bereit. Die folgenden Angaben in PJ/a beziehen sich auf den Heizwert des Biogases.

Die Biomassepotenziale zeigen eine maximale Obergrenze der Energienutzung aus Biomasse auf. Die reale Umsetzung zum Endenergieträger wird immer unter dem Potenzial bleiben.

## 4.1 Definitionen

Für die Bearbeitung der Studie werden sowohl bei den Potenzialbegriffen bzw. der jeweiligen Ab- bzw. Eingrenzung als auch bei den zu untersuchenden Biomassefraktionen Definitionen verwandt, um eine einheitliche Basis zu legen und für das Gesamtziel vergleichbare, nachvollziehbare und übertragbare Ergebnisse zu liefern.

Terminologisch sind die Potenziale wie folgt definiert:

- **Theoretisches Potenzial.** Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot aus regenerativen Energien. Damit wird eine Obergrenze gesetzt, die den theoretisch realisierbaren Beitrag zur Energiebereitstellung widerspiegelt. In der Praxis ist das theoretische Potenzial nicht von Relevanz, da einer praktischen Nutzbarmachung unüberwindbare technische, ökologische, strukturelle, administrative und sonstige Schranken entgegen stehen. Dieses Potenzial wird hier deshalb – da es keine praktische Relevanz besitzt – nicht weitergehend betrachtet.
- **Technisches Potenzial.** Das technische Potenzial bezeichnet den Anteil des theoretischen Potenzials, das unter Berücksichtigung der gegebenen technischen sowie ggf. vorhandener struktureller und ökologischer Restriktionen bzw. der gesetzlichen Vorgaben nutzbar ist. Obwohl letztere Einschränkungen grundsätzlich zwar nicht-technischer Natur sind, werden sie – da sie prinzipiell „unüberwindbar“ sind – wie technische Restriktionen behandelt. Das technische Potenzial beschreibt damit den zeit- und ortsabhängigen, primär aus technischer Sicht möglichen Beitrag zur Nutzung regenerativer Energien und ist i. Allg. geringen zeitlichen Schwankungen unterworfen. Deshalb wird hier ausschließlich das technische Potenzial betrachtet.
- **Wirtschaftliches Potenzial.** Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der auf der Basis der jeweils zugrunde gelegten Kriterien wirtschaftlich erschließbar ist. Da es quasi unendlich viele unterschiedliche Möglichkeiten gibt, die konkreten Wirtschaftlichkeitskriterien aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu setzen, die sich zudem schnell und laufend ändern, wird das wirtschaftliche Potenzial hier nicht betrachtet.
- **Erschließbares Potenzial.** Das erschließbare Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der letztlich de facto erschließbar ist. Es ist i. Allg. kleiner als das wirtschaftliche Potenzial, da oft selbst wirtschaftliche Anlagen aufgrund noch vorhandener, aber bereits abgeschriebener Altanlagen nicht gebaut werden. Es kann aber auch größer sein, wenn durch entsprechende staatliche Maßnahmen eine Unterstützung gewährt wird. Damit ist aber das erschließbare noch mehr als das wirtschaftliche Potenzial sich schnell und unvorhergesehen ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt; es wird deshalb nicht weitergehend betrachtet.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der Potenzialanalyse, die technischen Potenziale der in Deutschland vorhandenen Biogas-Energieträger umfassend auf der Basis aktueller Daten zu bestimmen. Hierzu werden aus den oben genannten Gründen ausschließlich die technischen Potenziale betrachtet.

Zunächst wurden für die einzelnen Sortimente die energetisch nutzbaren Mengen (d. h. unter Berücksichtigung der stofflichen Nutzung, Aspekten des Stoffhaushaltes etc.) ermittelt. Unter Berücksichtigung von Biogasausbeuten lässt sie die Menge produzierbaren Biogases errechnen. Aus dieser Menge kann über den jeweiligen Methangehalt des Biogases der Heizwert bestimmt werden. Dieser wird zur Charakterisierung des Biogaspotenzials in dieser Studie angegeben.

## 4.2 Potenzialanalyse

Die Grundlage der Analyse regionaler Potenziale für die Biogasgewinnung bilden im wesentlichen die Daten der Studie „Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebauter Biomasse“ /45/. Diese Daten wurde auf den derzeitigen Stand aktualisiert und mit den in der Studie „Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)“ /27/ erhobenen Daten für das Biomassepotenzial in Deutschland abgeglichen.

Als Datengrundlage für die quantitative und qualitative Ermittlung der verschiedenen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle aus Landwirtschaft, Industrie und Kommunen dienen die aktuellen Statistiken der Statistischen Landesämter, Abfallbilanzen der Länder, Agrarberichte, Angaben verschiedener Verbände der jeweiligen Industriezweige etc. So basieren die Daten für die regionale Untersetzung der organischen Stoffströme aus der Nutztierhaltung auf den aktuellen Viehzählungen auf Landkreisebene. Die genaue Erhebung der organischen Stoffströme aus Industrie und Gewerbe gestaltet sich auf Grund der spärlichen Datenverfügbarkeit schwieriger. Zur Sicherung der Plausibilität der Potenzialerhebungen, die primär aus den in den relevanten Landesstatistiken (Produktion ausgewählter Erzeugnisse) aufgeführten Produktionsmengen resultieren, wurden diese Ermittlungen durch punktuelle Recherchen und Befragungen überprüft. Soweit notwendig und möglich wurden diese anschließend konkretisiert. Bei spärlichen bzw. fehlenden Daten hinsichtlich der Produktions- bzw. Reststoffmengen einzelner Betriebe wurden diese, z. B. anhand ihrer Größe (Mitarbeiterzahl etc.),

durch spezifische Werte ergänzt bzw. abgeschätzt. Dies gilt insbesondere für Potenziale, deren Relevanz als regional sehr begrenzt anzusehen ist. Bei gänzlich fehlenden Angaben (z. B. Auspunktungen in Statistiken usw.) wurden die Werte anhand derer aus ähnlich strukturierten Regionen abgeschätzt und ergänzt. Die Potenziale für Landschaftspflegematerialien wurden zu einem hohen Anteil über flächen- und einwohnerspezifische Werte ermittelt /45/, /51/, /65/.

Die erhobenen Stoffströme wurden nach ihrem Aufkommen (Erzeugungsherkunft) charakterisiert und in Potenziale aus der **Landwirtschaft**, Potenziale aus **Industrie und Gewerbe** und Potenziale aus **Kommunen** strukturiert.

### 4.2.1 Landwirtschaft

Die landwirtschaftlichen Potenziale werden in **tierische Exkrememente und Ernterückstände** sowie **nachwachsende Rohstoffe** untergliedert. Die Konkurrenz der Flächen zum Anbau nachwachsender Rohstoffe für holzartige Energiepflanzen zur thermochemischen Energieerzeugung (Vergasung, Verbrennung) und für Energiepflanzen zur physikalisch-chemischen Kraftstoffherzeugung (Bioöl, Biodiesel), erschwert eine konkrete Abschätzung des technischen Potenzials zur Biogasproduktion. Die biochemische Umwandlung (Biogas) aus tierischen Exkrementen und Ernteresten unterliegen einer solchen Konkurrenz nicht.

#### 4.2.1.1 Tierische Exkrememente und Ernterückstände

In Abhängigkeit von der Biogasanlagengröße wird ein bestimmter Mindestvolumenstrom an organischem Material nötig. Dadurch sind tierhaltende Betriebe, deren technisch gewinnbares **Exkrementeaufkommen** wegen zu geringer Tierzahlen unterhalb einer Mindestgrenze liegt, nicht für eine Biogasgewinnung geeignet. Die Berechnung des verwertbaren Exkrementepotenzials erfolgte zunächst durch Umrechnung der Ergebnisse der amtlichen Tierzählungen (2001) /50/ für die einzelnen Tierkategorien in Großvieheinheiten (GV). Dies wurde mit Hilfe durchschnittlicher Umrechnungsfaktoren speziell des Großvieheinheiten-Schlüssels realisiert (z. B. eine Zuchtsau entspricht 0,3 GV etc.).

Neben der Potenzialabschätzung resultierend aus den tierischen Exkrementen wurden ebenfalls die durch die Fütterung anfallenden **Futterreste** aus der Rinderhaltung betrachtet. Die Futterreste aus der Schweine- bzw. Geflügelhaltung sind auf Grund der unterschiedlichen Fütterungsverfahren (Breiautomat,



Futterbänder) relativ gering und finden deshalb bei der Potenzialbetrachtung keine Beachtung.

**Ernterückstände** aus dem Nutzpflanzenbau stellen ebenfalls potenzielle (Co-)Substrate für eine Vergärung in Biogasanlagen dar. Auf Grund der mengenmäßigen Relevanz wurden für eine Potenzialabschätzung nur die Ernterückstände aus dem Zuckerrübenanbau (Rübenblatt) und dem Kartoffelanbau (Kartoffelkraut) betrachtet. Weitere Substrate (z.B. Rückstände des Gemüseanbaus) besitzen verglichen mit den beiden genannten Kulturen nur eine sehr geringe Bedeutung /45/.

#### 4.2.1.2 Nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo)

Unter dem Begriff nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) werden ein- oder mehrjährige Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur ausschließlichen energetischen Verwertung angebaut werden. Die erzeugte Biomasse kann als Festbrennstoff (thermochemisch), als flüssiger Energieträger (physikalisch-chemisch) oder als Substrat zur Biogasgewinnung (biochemisch) eingesetzt werden. Im Nachfolgenden soll abgeschätzt werden, welche Anbauflächen für welche Energieträger verwendet werden können.

Die landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland wird primär zur Nahrungsmittelproduktion genutzt. Die letztlich verbleibende Fläche, die für eine Energieproduktion zur Verfügung steht, ist direkt vom Flächenbedarf für die Nahrungsmittelerzeugung und anderer konkurrierender Flächennutzungsansprüche abhängig. Als Folge der Überproduktion werden innerhalb der EU bereits seit einigen Jahren Maßnahmen durchgeführt, um die zur Nahrungsmittelproduktion verwendete Fläche zu reduzieren. Zur Zeit belaufen sich die Stilllegungsflächen auf ca. 1,2 Mio. ha. (Der Begriff der Stilllegungsfläche wird durch Umstrukturierung des Prämiensystemes möglicherweise abgeschafft werden. Im weiteren wird für zukünftige Entwicklungen die Bezeichnung „zur Verfügung stehende Fläche“ verwendet. Die Flächensituation der Vergangenheit wird mit der Bezeichnung Stilllegungsfläche charakterisiert. Die Unterscheidung von Stilllegungsflächen und nicht stillgelegten Flächen ist zur Erklärung des Ist-Zustandes notwendig, auch wenn sie zukünftig nicht mehr getroffen wird.) Perspektivisch lässt sich für Deutschland eine Steigerung der zur Verfügung stehende Fläche voraussagen. Berechnungen ergeben Flächen von ca. 2 Mio. ha zum Jahr 2020 und ca. 2,6 Mio. ha bis zum Jahre 2030.

Für die hier vorgenommene Potenzialanalyse wird von der derzeitig praktizierten Nutzungsänderung von Flächen zum Abbau von Überproduktionen in der Landwirtschaft ausgegangen, und damit sowohl von Anbauflächen als auch den damit verbundenen Ernterträgen. Die Umnutzung der landwirtschaftlichen Flächen für den Anbau von Substraten zur Biogasgewinnung ist an ein vom BLE /5/ vorgeschriebenes Verfahren gekoppelt, das es bei dessen strikter Einhaltung den Landwirten ermöglicht, trotz des Anbaus von nachwachsenden Rohstoffen weiterhin die Stilllegungsprämie zu beziehen. Der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen ist auch auf normalen Ausgleichsflächen möglich, wobei hier der entgangene Ertrag für die jeweilige Marktfrucht gegen gerechnet werden muss. Es kommen zwar prinzipiell mehrere Pflanzenarten für den Anbau als Biogassubstrat in Betracht, für die Abschätzung wurde aber ein ausschließlicher Anbau von Silomais unterstellt, da er sich hinsichtlich des Erntertrags und Handlings derzeit als am besten geeignet darstellt. Der deutlich überwiegende Teil der NaWaRo-Produktion zur Erzeugung von Biogas ist Mais. Nur in wenigen Gebieten Deutschlands (abhängig von Boden, Klima, Höhe uva.) ist der Maisanbau nicht lukrativ. Die Umnutzungsfläche von 1,2 Mio. ha sind 10 % der Ackerlandfläche. Davon werden 650 Tsd. ha zum Anbau von Energiepflanzen und nachwachsenden Rohstoffen anderer stofflicher Nutzung verwendet. Es stehen damit zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen für Biogas ca. 550 Tsd. ha Fläche im Jahr 2005 zur Verfügung. Die regionale Verteilung entspricht den Anteilen der jeweiligen Ackerlandflächen

#### 4.2.1.3 Landwirtschaftliches Biogaspotenzial

Der landwirtschaftliche Bereich hat einen Anteil von 77 % am gesamten Biogaspotenzial. Das flächenmäßig größte Bundesland Bayern bietet bundesweit das höchste Potenzial für Biogas landwirtschaftlichen Ursprungs. Die regionale Verteilung des technischen Potenziales aus der Landwirtschaft wird für alle Bundesländer in Abbildung 4-1 präsentiert. Exemplarisch für Bayern dargestellt, unterteilt sich dieses Potenzial in technisches Potenzial aus Ernterückständen und Exkrementen mit ca. 26,4 PJ/a und ein technisches Potenzial aus nachwachsenden Rohstoffen von 15,3 PJ/a. Daraus ergibt sich für das Beispiel Bayern ein maximales technisches Potenzial für Biogas landwirtschaftlichen Ursprungs von 41,7 PJ/a.



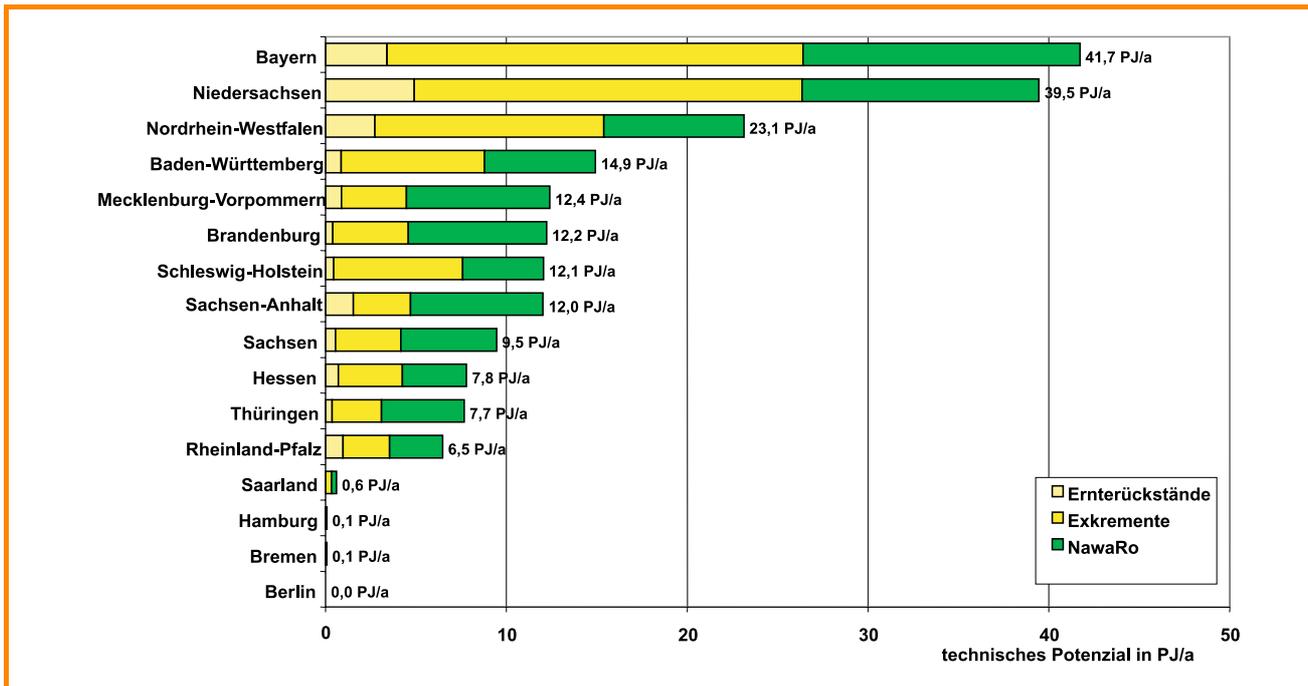


Abb. 4-1: Biogaspotenzial der Landwirtschaft

#### 4.2.2 Industrie und Gewerbe

Die regionale Betrachtung der technischen Potenziale industriellen Ursprungs erfolgt hauptsächlich in den Bereichen der industriellen Nahrungsmittelherstellung und -verarbeitung. Die Verarbeitung organischer Substanzen in Bierbrauereien, der Zuckerindustrie, der Obstproduktion und -verwertung, der Fruchtsaferstellung, der Fleischverarbeitung, der Weinherstellung, Alkoholbrennereien, der Papierindustrie und der Milchverarbeitung sind die wesentlichen Quellen für das technische Potenzial zur Biogaserzeugung. Nur wenn die Potenzialermittlung nicht auf der Grundlage der regional erhobener Daten erfolgen konnte, wurde das technische Potenzial für Gesamtdeutschland, entsprechend regionaler Kenngrößen, den einzelnen Bundesländern anteilig zugeordnet. Solche Kenngrößen sind der Energiebedarf, Liefermengen, Beschäftigungszahlen, Umsatzgrößen sowie Flächenverhältnisse /51/, /5/, /11/.

Unter industriellen Substraten werden nachfolgend vergärbare organische Abfälle verstanden, die nicht den Bereichen „organischer Hausmüll“ oder den industriellen festen Bioabfällen zugeordnet sind. Dabei ist substratseitig eine Abgrenzung zwischen Substraten und Abwässern nicht möglich. Hinsichtlich der Behandlungsziele und -konzepte besteht hier allerdings ein deutlicher Unterschied:

- Abwässer werden in der Regel unmittelbar am Entstehungsort behandelt. Dabei steht die Reduzierung der organischen Inhaltsstoffe im Vordergrund.
- Transportfähige industrielle Substrate; dafür sind grundsätzlich unterschiedliche Behandlungsoptionen gegeben. Dabei steht vielfach eine möglichst hochwertige Nutzung der Reststoffe (stofflich oder energetisch) im Vordergrund.

Der als Rückstand bei der **Weinherstellung** (Kelterung) anfallende Trester besteht zum großen Teil aus Beerenhülsen, Kernen und Kämmen (Stiele, Rappen) und wird wegen seiner noch relativ hohen Gehalte an Zucker, Weinsäure und anderen Substanzen bevorzugt für die Herstellung von Trester-Bränden bzw. Tresterweinen verwendet. Der Trester kann aber auch als Dünge- oder Futtermittel in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Auf Grund der derzeitigen vorrangigen Nutzung als Alkoholgrundstoff bzw. als Futtermittel wird hier davon ausgegangen, dass lediglich 10–20 % der anfallenden Menge tatsächlich für eine Biogasgewinnung zur Verfügung stehen /45/.

Das Aufkommen an **Rückständen und Abfällen aus Schlachthöfen** und Betrieben der Fleischverarbeitung kann nicht genau bestimmt werden, da oft keine genauen Daten über die Schlachtmengen bzw. die Fleischproduktion vorliegen. Es wird anhand der jeweiligen Statistiken die produzierte bzw. verarbeitete Menge Fleisch des jeweiligen Bundeslandes ermittelt. Die Anzahl der Schlachthöfe und fleischver-



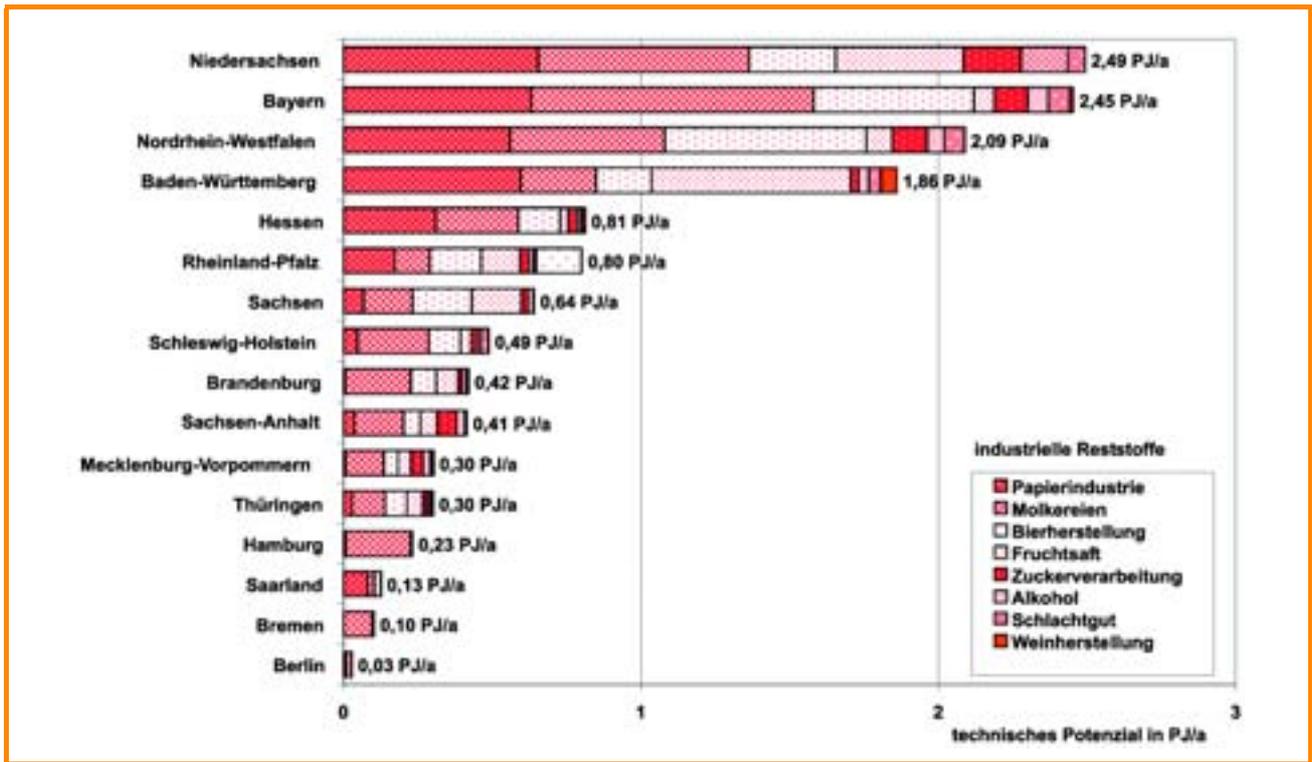


Abb. 4-2: Biogaspotenzial aus industriellen Reststoffen

arbeitenden Betriebe kann in den Bundesländern mit durchschnittlich etwa drei bis vier pro Landkreis angegeben werden. Daher wird unterstellt, dass alle Landkreise einen Anteil am Potenzial aus Rückständen der Fleischproduktion besitzen. Anhand der Angaben zu zugelassenen Großschlachthöfen und Zerlegebetrieben in der Bundesrepublik Deutschland werden die Anteile, hinsichtlich des Reststoffanfalls in den betreffenden Bundesländern gewichtet. In Deutschland werden jährlich ca. 3,8 Mio. Rinder, 0,4 Mio. Kälber, knapp 43 Mio. Schweine sowie 0,9 Mio. Schafe und Pferde geschlachtet. Dabei entfallen allein auf die Bundesländer Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen knapp 68 % der gesamten Schlachtmenge. Die beim Schlachten und der anschließenden Weiterverarbeitung anfallenden Schlachtabfälle können, sofern sie nicht der EU-Verordnung (EG) 1774/2002 vom 3. Oktober 2002 und deren Umsetzung in nationales Recht (TierNebG vom 25. Januar 2004) als Risiko-Kategorie I unterliegen, weiter verwertet werden. Da nicht alle tierischen Schlachtabfälle vergärbar sind und neben der energetischen Nutzung auch die stoffliche Verwertung bzw. die Verbrennung in Frage kommt, wird hier unterstellt, dass rund ein bis zwei Drittel der Gesamtmenge für eine Biogasproduktion zur Verfügung stehen /45/.

Bei der **Herstellung von Bier** fallen verschiedene Rückstandsfractionen an, wobei der Treber die men-

genmäßig größte Fraktion (75 bis 80 %) darstellt. Er fällt als Rückstand des Malzes am Ende des Maischprozesses an und wird durch seinen hohen Energie- und Proteingehalt bevorzugt als Futtermittel eingesetzt. Darüber hinaus fallen noch Hefe, Heiß- und Kühltrub, Kieselschlamm sowie Malzstaub als Prozessrückstände an. Ausgehend von den spezifischen Rückstandsmengen lässt sich auf Basis des in den Bundesländern produzierten Bieres das gesamte Rückstandsaufkommen für die Jahre 2000/2001 errechnen. Prinzipiell sind alle Rückstandsfractionen für die Biogasproduktion zu verwenden, lediglich Kieselschlamm ist als Substrat weniger gut geeignet. Das theoretisch verfügbare Aufkommen vermindert sich durch die anderweitige Nutzung der Rückstände.

**Milchverarbeitende Betriebe** sind relativ häufig in den einzelnen Bundesländern anzutreffen. Produktionsmengen und angelieferte Rohmilchmenge sind nur für einige wenige Großbetriebe bekannt. Es werden daher Wichtungen vorgenommen. Die Anfallmenge von Reststoffen und Abwässern ist je nach Produktionseinrichtung (Konsummilchherstellung, Buttern, Käserei etc.) verschieden. Für die Potenzialabschätzung wird eine anfallende Reststoffmischung unterstellt, die 2 m<sup>3</sup> bezogen auf 1 m<sup>3</sup> angelieferter Rohmilch beträgt. Die Biogasausbeute wird mit 36 m<sup>3</sup> pro Tonne Substrat angenommen. Ausgehend vom für Gesamtdeutschland zur Verfügung stehenden techni-

schen Potenzial der Milchindustrie (4,2 PJ/a) /46/ werden bei der regionalen Verteilung die an die Molkereien gelieferten Milchmengen, zu Grunde gelegt.

Als Nebenerzeugnisse fallen bei der **Zuckerherstellung** Melasse sowie Rübenschnitzel an. Durch diese anderweitigen Verwertungswege der anfallenden Nebenerzeugnisse wird die für die Biogasproduktion verfügbare Menge stark eingeschränkt. So wird auf Grund der derzeitigen Marktstrukturen angenommen, dass lediglich 1 % der Rübenschnitzel und 10 % der Melasse zur Verfügung stehen könnten. Die Berechnung des Biogasertrages aus der Melasse erfolgt auf Basis des durchschnittlichen oTS-Gehaltes der Melasse (ca. 76 %) sowie der spezifischen Biogasausbeute (rund 0,42 m<sup>3</sup>/kg oTS). Für die Rübenschnitzel wird ein oTS-Gehalt von ca. 66 % sowie ein Biogasertrag von ca. 0,6 m<sup>3</sup>/kg oTS angenommen. Daraus resultiert ein technisches Energiepotenzial von 0,7 PJ/a für Deutschland mit den Ernteertragswerten für das Jahr 2003 /45/.

Bei der **Obst- und Gemüseverarbeitung zu Säften** fallen Reststoffe in Form von Putzresten und Obstrestern als Rückstand aus dem Entsaftungsprozess an. Die Mengen der hergestellten Säfte in den Bundesländern können anhand der statistischen Unterlagen oft nicht genau ermittelt werden. In diesen Fällen wird ein Abgleich anhand der Angaben des Verbandes der Fruchtsafthersteller zu Preisstrukturen, Umsatzzahlen

und Betriebsstandorten in den Bundesländern vorgenommen Ein Teil der Rückstände wird derzeit als Viehfutter, zur Pektinherstellung sowie als Grundstoff für die Alkoholproduktion genutzt. Für die Berechnung wird eine nutzbare Menge von 40 % unterstellt. Pro Liter Saft fallen durchschnittlich 0,25 kg und pro Liter Nektar durchschnittlich 0,1 kg Reststoffe an. Bei der vorliegenden Potenzialberechnung wird davon ausgegangen, dass pro produziertem m<sup>3</sup> Saft und Nektar etwa 0,2 m<sup>3</sup> Reststoffe anfallen. Die anfallenden Reststoffe weisen einen mittleren spezifischen Biogasertrag von ca. 150 m<sup>3</sup> je Tonne Substrat auf /45/, /65/.

Je Liter produziertem **Alkohol** fällt circa das zehnis bis zwölfwache an Rückständen (Schlempe) an. Daraus ergibt sich ein Schlempenaufkommen für die Bundesrepublik Deutschland von rund 781.300 m<sup>3</sup>. Für die Berechnung des technischen Biogaspotenzials wird davon ausgegangen, dass in Zukunft ca. ein bis zwei Drittel der anfallenden Schlempen für die energetische Verwertung zur Verfügung stehen /45/, /65/.

Das technische Potenzial der **Papierindustrie** wird für das Bundesgebiet mit 3,8 PJ/a /46/ bestimmt. Da die Papierherstellung ein energieintensiver Industriezweig ist, wird das Potenzial den einzelnen Bundesländern auf der Grundlage des Energiebedarfes zugeordnet.

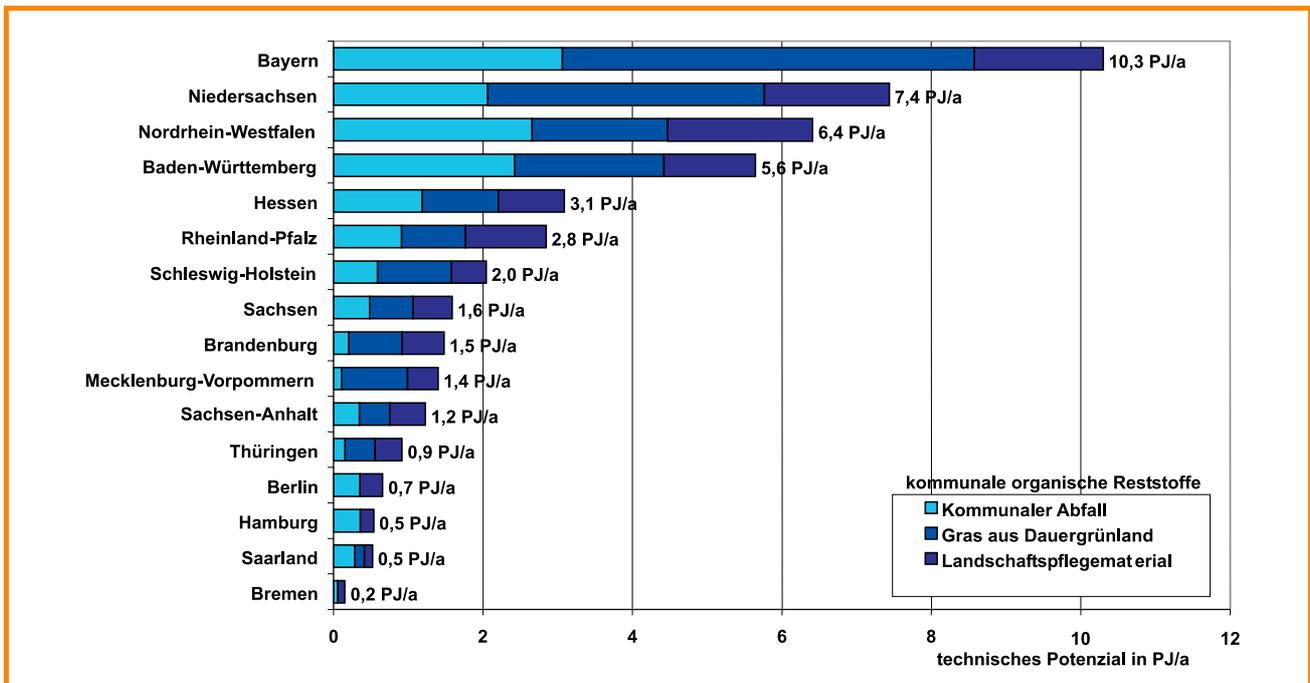


Abb. 4-3: Biogaspotenzial aus organischen kommunalen Reststoffe

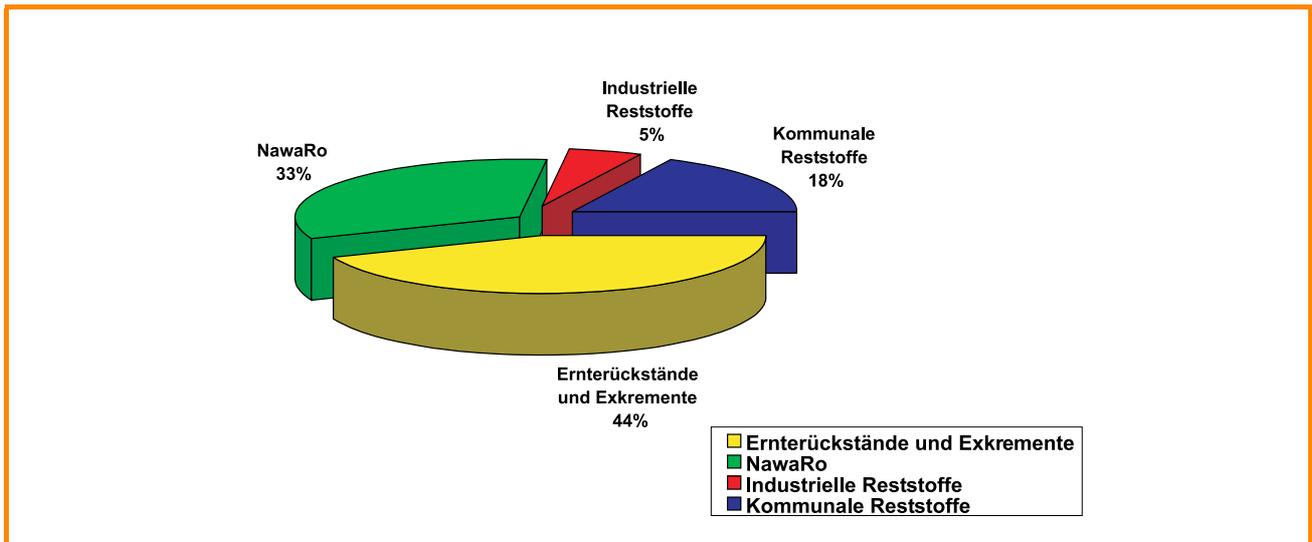


Abb. 4-4: Biogaspotenzialverteilung nach Stoffklassen

Das höchste technische Potenzial aus industriellen Reststoffen liefern die flächengrößten Bundesländer Niedersachsen und Bayern mit je ca. 2,5 PJ/a (Abbildung 4-2). Der durchschnittliche Anteil des Potenzials aus Industrie- und Gewerbe-Rückständen ist mit 6 % des gesamten technischen Potenzials vergleichsweise gering. Im Saarland und den Stadtstaaten liegt dieser Anteil mit 10 % bis 20 % überdurchschnittlich hoch.

#### 4.2.3 Kommunen

Neben den Substraten aus der Landwirtschaft und denen industriellen Ursprungs kommen für eine energetische Nutzung durch Vergärung in Biogasanlagen auch organische Rest- und Abfallstoffe der kommunalen Entsorgung in Frage.

Für die Kalkulation des nutzbaren Potenzials werden verschiedene Substrate in die Betrachtung einbezogen. Dies sind Speisereste, überlagerte Lebensmittel sowie Fettabscheiderrückstände, welche vor allem in den Großküchen der öffentlichen Einrichtungen (Betriebskantinen, Kranken- und Pflegeheime, Schulen und Universitäten, Gaststätten und Hotels etc.), aber auch in den Haushalten (sog. Biotonne) anfallen. Des Weiteren werden auch Garten- und Marktabfälle betrachtet. Derzeit werden in den Bundesländern die meisten dieser Abfälle kompostiert. Hierfür stehen in allen Bundesländern meist relativ neue und moderne mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlagen (MBA) zur Verfügung, deren hundertprozentige Auslastung angestrebt wird. Die Verbrennung und Deponierung ist ebenfalls anzutreffen. Hierbei ist anzumerken, dass die Abfälle einen Wassergehalt von 50 bis 70 % aufweisen, wodurch eine Verbrennung eher ungünstig bzw. schwierig ist. Die

Deponierung solcher Stoffe ist auf Grund gesetzlicher Regelungen ab 2005 weitestgehend untersagt. Als Basis für die Berechnung dienen die Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes über die Bevölkerungszahlen, die Zahl der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten, die Patientenbewegungen in Krankenhäusern und Pflegeheimen, die eingeschriebenen Studenten bzw. angemeldeten Schüler, die Übernachtungszahlen des Gaststätten- und Hotelgewerbes sowie die amtlichen Abfallbilanzen der einzelnen Bundesländer /51/. Die Berechnung der Abfallmenge erfolgt unter der Annahme verschiedener, für die einzelnen Substrate spezifischen Restmengen.

Pro Einwohner und Jahr fallen in Deutschland theoretisch 50 bis 100 kg Bioabfall an. Das reale Aufkommen, dass über die getrennte Sammlung erreicht wird, ist jedoch oft bedeutend niedriger. Menge und Zusammensetzung sind stark abhängig von der Siedlungsstruktur und der Art des Erfassungssystems. In Deutschland beträgt das technische Potenzial für **Kommunalen Abfall** 15,3 PJ/a.

Der Grünschnitt von kommunalen Park- und Grünflächen, das Straßenbegleitgrün und das Landschaftspflegematerial steht den Kommunen als technisches Potenzial sowohl zur thermochemischen Umwandlung als auch zur biochemischen Umwandlung zur Verfügung. Die nachfolgende Berechnung erfolgt in vollständiger Konkurrenz zur thermochemischen Nutzung. Wird das Substrat thermochemisch genutzt, so vermindert sich das technische Potenzial zur Biogaserzeugung anteilig. Die flächenmäßige Verteilung erfolgt auf der Grundlage der Ertragsanteile in den einzelnen Bundesländern. Die Basis für die Ergebnisse bilden die mittleren Werte des technischen

Potenzials für Deutschland mit 19 PJ/a für **Gras aus Dauergrünland** und 12 PJ/a für **Landschaftspflegematerial** /27/.

Das maximale technische Potenzial kommunaler Rückstände liegt beispielhaft für Bayern bei 10,3 PJ/a (Abbildung 4-3).

#### 4.2.4 Technisches Potenzial

Entsprechend ihrer Herkunft zeigt sich die folgende Verteilung des technischen Potenzials zur Biogaserzeugung bei einem gesamten technischen Potenzial von 260 PJ/a (72 TWh/a). Die Landwirtschaft hat dabei den größten Anteil mit 200 PJ/a (77 %). Das entspricht einem Rohbiogasertrag von ca. 9.200 bis 10.200 Mio m<sup>3</sup>/a, bei einem Methangehalt zwischen 55 % und 60 %.

Das technische Potenzial aus industriellen Reststoffen beträgt 13,6 PJ/a (5 %). Der berechnete Rohbiogasertrag ergibt sich mit etwa 580 bis 630 Mio m<sup>3</sup>/a; aus kommunalen Reststoffen steht ein technisches Potenzial von 46,3 PJ/a (18 %) zur Verfügung. Der Rohbiogasertrag aus kommunalen Reststoffen liegt zwischen 2.100 Mio m<sup>3</sup>/a bis 2.500 Mio m<sup>3</sup>/a (Abbildung 4-4). Werden die Konkurrenzfaktoren in der Betrachtung und gewisse Schwankungen vernachlässigt, steigt das technische Gesamtpotenzial zur Biogasproduktion auf maximal 269 PJ/a (74 TWh/a).

Das regionalverteilte technische Potenzial zur Biogaserzeugung beträgt für das Bundesland Bayern 54,5 bis 57,0 PJ/a. Dagegen ist das technische Potenzial im Saarland mit 1,3 bis 1,4 PJ/a sehr gering (Abbildung 4-5). Das Potenzialaufkommen ist nahezu proportional zu der Flächengröße der einzelnen Bundesländer.

#### 4.3 Potenzialeingrenzung

Zur Potenzialeingrenzung wurde die Potenzialdichte für die Bundesländer ermittelt. In Abbildung 4-6 ist die regionale Potenzialverteilung unabhängig von der Bundeslandfläche dargestellt. Dabei wird deutlich, dass das hohe technische Biogaspotenzial in Bayern ausschließlich auf die große Bundeslandfläche zurückzuführen ist.

Die industrielle Konzentration in der Nahrungsmittel- und Papierindustrie sowie ein hohes Aufkommen kommunaler Reststoffe sind Ursache für eine hohe Potenzialdichte der Stadtstaaten Hamburg, Bremen und Berlin. Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern haben eine hohe Potenzialdichte im Bereich der Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen auf Grund der hohen landwirtschaftlichen Flächen. Niedersachsen und Schleswig-Holstein besitzen eine hohe Potenzialdichte durch Substrate aus Exkrementen und Futterresten.

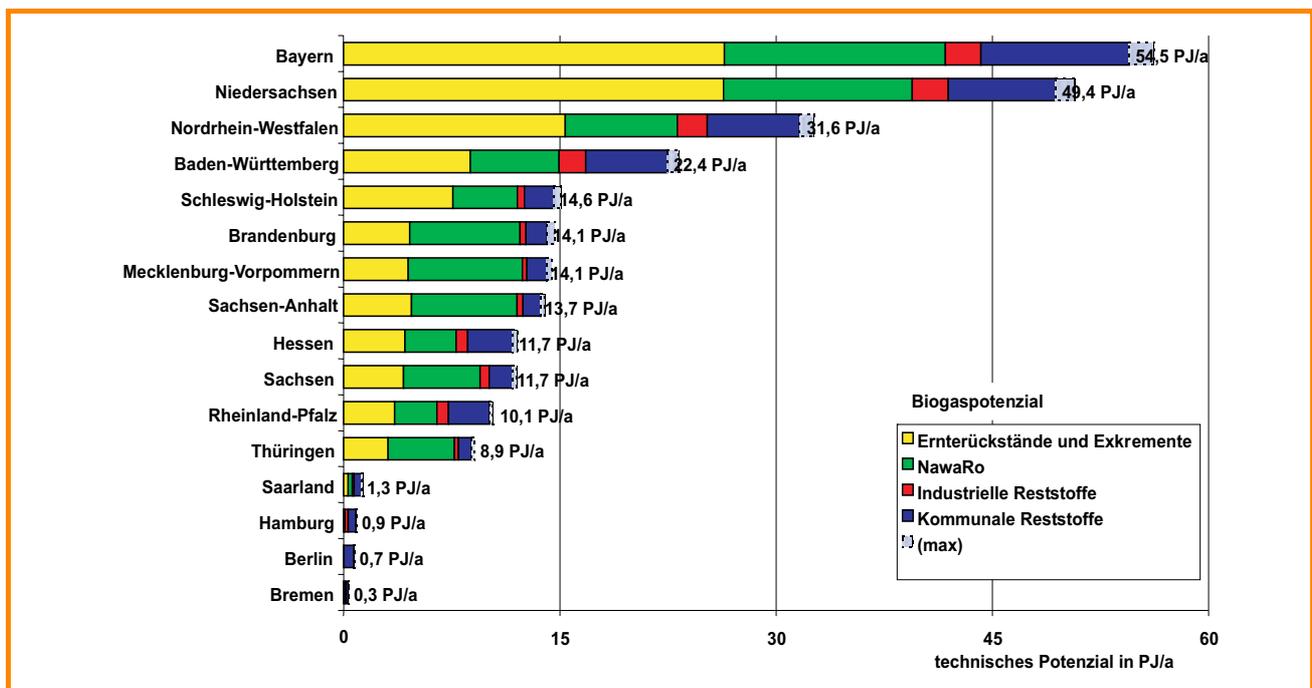


Abb. 4-5: Biogaspotenzial der Bundesländer

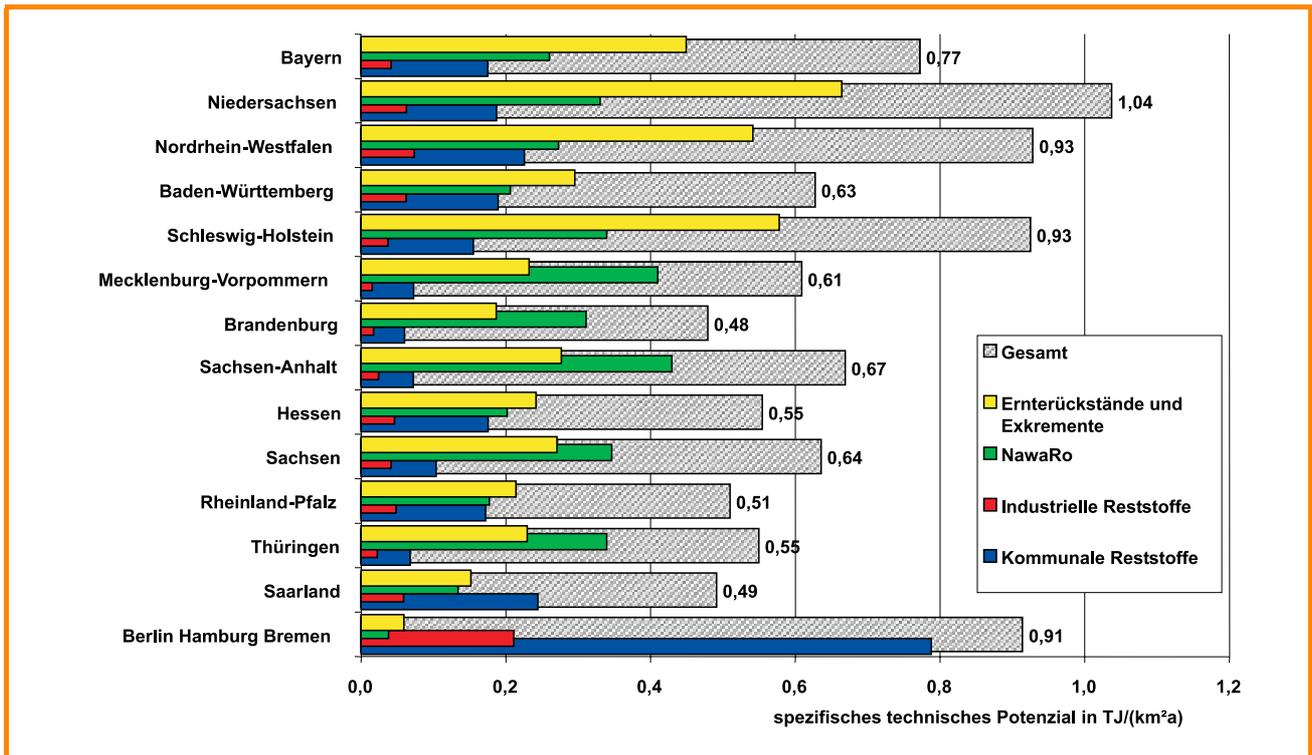


Abb. 4-6: Biogaspotenzialdichte der Bundesländer

Aus der Grafik lässt sich entnehmen, dass prinzipiell in jeder Region Deutschlands das Potenzial für Biogasanlagen in großer Menge vorhanden ist. In jeder Region lassen sich prinzipiell Biogasanlagen jeder Größenordnung errichten. Ob eine konkrete Anlage gebaut wird ist immer eine standortspezifische Einzelfallentscheidung. Das regionale Potenzial ist nur von untergeordnetem Einfluss.

### 4.3.1 Regionale Verfügbarkeit des Biogaspotenziales

Die Verfügbarkeit des Biogaspotenziales ist außer von dem Substrataufkommen von weiteren Faktoren abhängig. So sind regional verschiedenartige Strukturen der landwirtschaftlichen Unternehmen, die Stoffströme der Substrate, der Transport der Substrate und die sich daraus ergebenden Leistungsgrößen der Biogasanlagen wesentliche weitere Faktoren für die Quantität und Qualität des zu erwartenden Biogasaufkommens.

#### 4.3.1.1 Regionale Strukturen landwirtschaftlicher Unternehmen

Die unterschiedliche Struktur in landwirtschaftlichen Unternehmen spiegelt sich in verschiedenen für die Bundesländer ermittelten Kennzahlen wieder. Dabei

wurden für die einzelnen Bundesländer die Daten des statistischen Jahrbuches 2004 /51/ und des Situationsberichtes 2003 des DBV /11/ zu Grunde gelegt.

Zur Darstellung (Abbildung 4-7) der statistischen Betriebsgröße je Bundesland wird die Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe durch die Bundeslandfläche geteilt. Der Wert gibt die Betriebsdichte pro Bundeslandfläche wieder. Historisch bedingt haben die landwirtschaftlichen Betriebe in Bayern die höchste Dichte mit 1,92 Betrieben pro km<sup>2</sup>-Bundeslandfläche gefolgt von Baden-Württemberg (1,84 Btr/km<sup>2</sup>) und Nordrhein-Westfalen (1,60 Btr/km<sup>2</sup>). Die geringste Dichte besitzen die neuen Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern (0,23 Btr/km<sup>2</sup>) und Sachsen-Anhalt (0,24 Btr/km<sup>2</sup>).

In Abbildung 4-8 werden die durchschnittlichen landwirtschaftlichen Betriebsgrößen je Bundesland dargestellt. Bei der Betrachtung der Großvieheinheiten pro Betrieb wurden, in bezug auf die Biogaserzeugung, aufgrund der hohen Relevanz die Rinder- und Schweinebestände je Bundesland berücksichtigt. Die Unterscheidung erfolgt hinsichtlich der Größe der Ackerlandfläche und der Anzahl an Großvieheinheiten. Die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Brandenburg weisen überdurchschnittlich große landwirtschaftliche Betriebe hinsichtlich der bundesdurchschnittlichen Ackerlandfläche (40 ha/Betrieb) und der bundesdurchschnittlichen

Großvieheinheiten (51 GVE/Betrieb) auf. Im Gegensatz dazu besitzen die landwirtschaftlichen Betriebe in Berlin, Hamburg, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Bayern durchschnittlich kleine Ackerlandflächen. In den Stadtstaaten Berlin und Hamburg sowie den Bundesländern Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Hessen sind auch die Mengen an Großvieheinheiten unterdurchschnittlich.

Die berechneten Zahlenwerte werden durch wissenschaftliche Recherchen /50/ /77/ /76/ bestätigt. In Deutschland gibt es ca. 1.560 landwirtschaftliche Betriebe mit einer Ackerlandfläche über 1.000 ha. Entsprechend der landwirtschaftlichen Statistik /11/ verfügen 50 % aller ermittelten landwirtschaftlichen Betrieben eine Ackerlandfläche von 2–10 ha. Bundesweit werden ca. 230 Schweinemastbetriebe mit über eintausend Großvieheinheiten ermittelt. 50 % aller landwirtschaftlichen Betriebe besitzt 3-10 Schweine (0,6-2,8 GVE). In der Rinderzucht werden ca. 80 Betriebe mit über 900<sup>1</sup> Großvieheinheiten gezählt jedoch haben 54 % aller landwirtschaftlichen Betriebe zwischen 30 und 100 Tiere (27,9–97,7 GVE) Die größte Viehanlage mit 23.000 Bullen liegt in Mecklenburg-Vorpommern (Ferdinandshof). Auch die nächstgrößeren Viehanlagen mit 20.000 Bullen oder 62.000

Schweinen befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern /76/.

#### 4.3.1.2 Stoffströme, Gaserträge und Gasqualitäten

Die Herkunft der Substrate als auch deren wichtigste Eigenschaften wie Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS), Nährstoffe (N, P, K) oder vorhandene organische Schadstoffe sind wesentliche Faktoren, die den zu erwartenden Gasertrag und die Gasqualität beeinflussen. Die Zusammensetzung ist im erheblichen Umfang vom Oxidationsgrad der eingesetzten Substrate abhängig. In derzeitigen Biogasanlagen ist das Hauptsubstrat Wirtschaftsdünger (Rinder- oder Schweinegülle). Dazu kommen häufig genutzte Kofermente wie Silomais, Grassilage, Getreideausputz und Futterreste.

Die sich einstellenden Gaserträge sind von der konkreten Zusammensetzung des Substratgemisches entsprechend ihren Anteilen abhängig (siehe Tabelle 4-1). Im Durchschnitt kann mit einem Methananteil zwischen 55 bis 60 Prozent des erzeugten Biogases aus **Substraten landwirtschaftlichen Ursprungs** gerechnet werden. Mit steigendem Anteil an Wirtschaftsdünger ist erhöht sich der Methangehalt des Rohbiogases. Bei Biogasanlagen, welche hauptsäch-

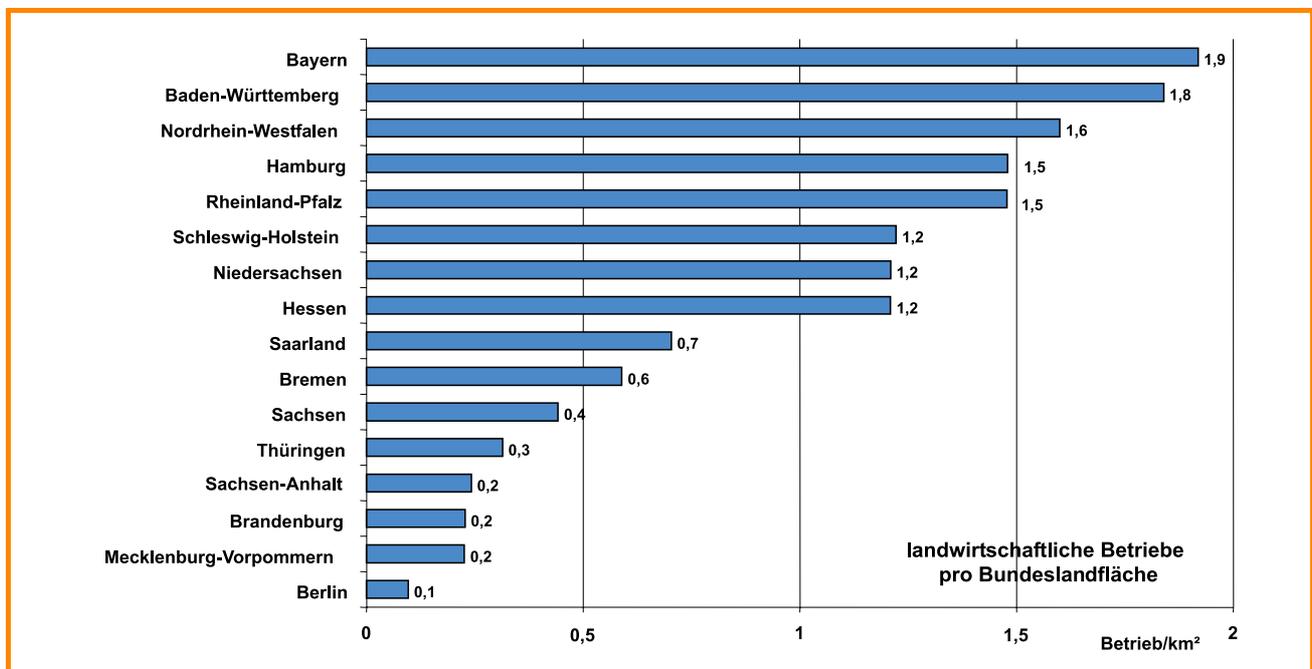


Abb. 4-7: landwirtschaftliche Betriebe pro Bundeslandfläche

1. In den Statistiken sind Betriebe mit über 1.000 Tiere gemeinsam erfasst, das entspricht ca. 900 Großvieheinheiten

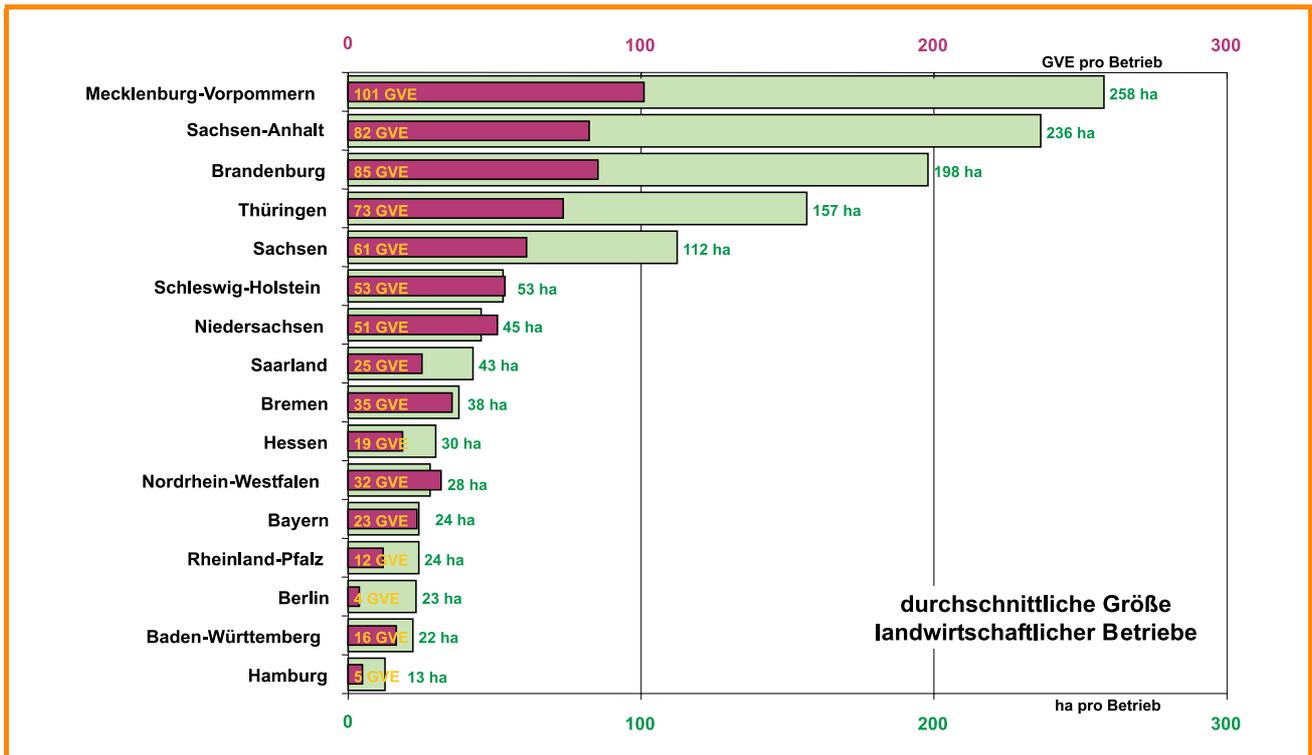


Abb. 4-8: Durchschnittliche Größe landwirtschaftlicher Betriebe

lich nachwachsende Rohstoffe fermentieren, liegt der Methananteil zwischen 50 und 57 Prozent. Die Vergärung **industrieller Reststoffe** erzielt einen Methananteil zwischen 59 bis 80 Prozent. Biogas aus **kommunalen organischen Substraten** besitzt einen Methangehalt zwischen 48 bis 72 Prozent. Das Aufkommen der Substrate konzentriert sich entsprechend der vorgenommenen Charakterisierung der Stoffströme. So sind die der Landwirtschaft zugeordneten Substrate sicher selten primäres Inputmaterial einer in industriellen Ballungsgebieten errichteten Biogasanlage. Auf Grund der Rahmenbedingungen zur Erzielung der Vergütung des nachwachsenden Rohstoff-Bonus werden die darauf ausgerichteten ländlichen Biogasanlagen keine Substrate aus kommunalen und industriellen Quellen (Biotonne, Fettabscheider, Speisereste, Straßenbegleitgrün usw.) verwenden. Das gemeinsame Vergären von industriellen Substraten und kommunalen Substraten in einer Biogasanlage kann in Ballungsräumen eine wesentliche Rolle spielen, wenn es zur Einigung zwischen Biogasanlagenbetreiber und Substratlieferanten kommt. Diese Anlagen unterliegen jedoch grundsätzlich den gesetzlichen Regelungen der Abfallwirtschaft<sup>1</sup> und deren Bestimmungen. Die Ausbringung der Gärreste unterliegen nicht der Abfallverordnung, wenn sie sich

zu hundert Prozent aus nachwachsenden Rohstoffen zusammensetzen.

Die Schwankungen von Spurenstoffen im Gas verschiedener Anlagen mit gleichen Substratzusammensetzungen sind zum Teil erheblich größer in Anlagen mit verschiedenartigen Substraten. Grundsätzlich ist in **NaWaRo-Anlagen** mit weniger H<sub>2</sub>S zu rechnen als in **Gülle-Anlagen**.

#### 4.3.1.3 Transportfähigkeit unter ökonomischen Aspekten

Der **Transport** landwirtschaftlicher Substrate in industrielle Ballungsgebiete ist aufgrund ökonomischer Grenzen stark beschränkt. Die Transportentfernung landwirtschaftlicher Substrate liegt unter ökonomischen Gesichtspunkten bei 5 bis 20 km. Der Transport von Rindergülle über mehr als 5 km ist schnell unrentabel. Die Kosten für Gülle bei Entfernungen von 5 bis 20 km betragen zwischen 0,25 und 0,50 € pro Tonne und Kilometer (nach /41/) /45/, /47/.

Für Stoffe mit hohen Energiedichten (z. B. Weizenkorn) sind Transporte auch über 50 km noch ökonomisch, jedoch ist die Verwendung solcher Substrate eher selten, da sie eine aufwändige Aufbereitung erfordern. Gewerbliche Abfälle besitzen meist höhere

1. AbfG; BioAbfV; AbfAbfV; GewAbfV usw.

Tabelle 4-1: Substratspezifische Biogaserträge [26]

Substrat	TS	oTS	Biogasertrag		CH <sub>4</sub> -Gehalt
	[%]	[% TS]	[m <sup>3</sup> /t FM]	[m <sup>3</sup> /t oTS]	[Vol-%]
<b>Wirtschaftsdünger Exkremente</b>					
Rindergülle	8–11	75–82	20–30	200–500	60
Schweinegülle	ca. 7	75–86	20–35	300–700	60–70
Rindermist	25	68–76	40–50	210–300	60
Schweinemist	20–25	75–80	55–65	270–450	60
Hühnermist	32	63–80	70–90	250–450	60
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>					
Maissilage	20–35	85–95	170–200	450–700	50–55
Roggen-GPS	30–35	92–98	170–220	550–680	55
Zuckerrübe	23	90–95	170–180	800–860	53–54
Masserübe	12	75–85	75–100	620–850	53–54
Gehaltsrübe	12	75–85	75–100	620–850	53–54
Rübenblatt	16	70–95	70	550–600	54–55
Grassilage	25–50	70–95	170–200	550–62	54–55
<b>Substrate aus Rohstoffen der Industrie</b>					
Biertreber	20–25	70–80	105–130	580–750	59–60
Getreideschlempe	6–8	83–88	30–50	430–700	58–65
Kartoffelschlempe	6–7	85–95	36–42	400–700	58–65
Obstschlempe	2–3	95	10–20	300–650	58–65
Pülpe	13	ca.90	80–90	650–750	52–65
Fruchtwasser	3,7	70–75	50–56	1.500–2.000	50–60
Prozesswasser	1,6	65–90	55–65	3.000–4.500	50–60
Pressschnitzel	22–26	95	60–75	250–350	70–75
Melasse	80–90	85–90	290–340	360–490	70–75
Apfeltrester	25–45	85–90	145–150	660–680	65–70
Obsttrester	25–45	90–95	250–280	590–660	65–70
Rebentrester	40–50	80–90	250–270	640–690	65–70
<b>Organische Reststoffe aus Kommunen</b>					
Biotonne	40–75	50–70	80–120	150–600	58–65
Speisereste und überlagerte Lebensmittel	9–37	80–98	50–480	200–500	45–61
Marktabfälle	5–20	80–90	45–110	400–600	60–65
Fett	2–70	75–93	11–450	ca.700	60–72
Mageninhalt	12–15	75–86	20–60	250–450	60–70
Panseninhalt	11–19	80–90	20–60	200–400	58–62
Flotatschlamm	5–24	80–95	35–280	900–1200	60–72
Grünschnitt	ca. 12	83–92	150–200	550–680	55–65

Energiedichten und werden 25 bis 50 km transportiert /61, S. 23/. In Kommunen erfolgt der Substrattransport üblicherweise auf einer Sammelstrecke (Biotonne) von 25 km durch mehrere Sammelfahrzeuge. Ab einer Umladestation erfolgt der Transport der

gesammelten Abfälle durch ein Fahrzeug auf einer Strecke von durchschnittlich 17 km zur Endverwertungsstelle /61, S. 30, S. 58/. Da das Sammeln der Biotonne in städtischen Regionen gesetzlich vorgeschrieben (Anschlusszwang) ist, erfolgt die Sammlung und



der Transport „Biotonne“ auch durch ein Fahrzeug bis 80 km Gesamtfahrstrecke. Die Verwertung der „Biotonne“ erfolgt derzeit hauptsächlich in Kompostierungsanlagen.

Pumpfähige Substrate können kontinuierlich oder diskontinuierlich über kürzere Strecken in geschlossenen Rohrsystemen transportiert werden. Durch den Wartungsaufwand der Leitungssysteme (Frostgefahr, Verstopfungsgefahr) sind die Transportstrecken auf innerbetriebliche Größe beschränkt.

Der Gastransport erfolgt in geschlossenen Rohrsystemen. Die Transportkosten sind von den Errichtungskosten für das Rohrleitungssystem abhängig. Ist das Gas bereits aufbereitet (entschwefelt, getrocknet, methanangereicht), so ist die Energiedichte des Gases höher und der Anspruch an die Rohrleitung ist geringer. Die spezifischen Transportkosten sinken entsprechend. Wird das Gas komprimiert transportiert, steigen die Ansprüche an die Rohrleitung und damit die spezifischen Transportkosten. Der Transport ist weitgehend wartungsfrei (siehe Abschnitt 2.3).

#### 4.3.1.4 Leistungsgrößen von Biogasanlagen

Wird die landwirtschaftliche Fläche durch Maisanbau zur Biogasgewinnung genutzt und der Ertrag pro ha mit 45 Tonnen angenommen, so erhält man 24 m<sup>3</sup> Biogas am Tag je Hektar Ackerland. Bei der Biogasgewinnung durch Exkremate und Erntereste kann mit durchschnittlich 1,2 m<sup>3</sup> Biogas am Tag je Großvieheinheit gerechnet werden. Für eine mittlere Betriebsgröße in Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich ein Biogasertrag von 263 m<sup>3</sup>/h (121,2 m<sup>3</sup>/d aus Gülle bei 101 GVE und 6.191 m<sup>3</sup>/d aus Mais bei 258 ha, siehe Abbildung 4-8). Zum Vergleich ist mit 13 m<sup>3</sup>/h (6 m<sup>3</sup>/d aus Gülle bei 8 GVE und 301 m<sup>3</sup>/d aus Mais bei 13 ha) bei der Biogaserzeugung in einem durchschnittlichen Hamburger landwirtschaftlichen Betrieb zu rechnen. Diese Wertangaben können jedoch nur als Vergleichswerte dienen, da sie auf der Grundlage allgemeiner statistischer Werte berechnet wurden. Ein landwirtschaftlicher Betrieb mit Viehbestand wird seine landwirtschaftliche Fläche nicht allein für den Substratanbau zur Biogaserzeugung nutzen. Oft werden nur 70% der landwirtschaftlichen Nutzfläche als Ackerland genutzt. Für das im Abschnitt Landwirtschaft angegebene Potenzial wurde mit 4,6 % der gesamten Ackerlandfläche als verfügbare Fläche (Stilllegungsfläche) zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen für Biogas ausgegangen. Damit dienen die oben angegebenen Werte einer allgemeinen Einschätzung der regionalen Verteilung, von zu erwartender

Leistungsgrößen für Biogasanlagen. Es sind höhere Leistungen pro Biogasanlage eher wahrscheinlich (siehe Abschnitt Eingrenzung aus Sicht der Biogaserzeugung).

Es kann davon ausgegangen werden, dass Biogasanlagen mit einer stündlichen Leistung kleiner 50 m<sup>3</sup> aus ökonomischen Gründen nicht zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz in Frage kommen.

Wie bereits in Kapitel 4.2.4 dargestellt, ist das Potenzial und damit der Gasertrag aus Substraten landwirtschaftlichen Ursprungs am höchsten. Da die Menge des erzeugten Biogases pro Biogasanlage auch von den regionalen Gegebenheiten abhängt, spielen hier auch die regionalen Verteilungen und die verschiedenen landwirtschaftlichen Gegebenheiten eine entscheidende Rolle. Regionen mit einer hohen Betriebsdichte und einer geringen landwirtschaftlichen Betriebsgröße werden nur niedrige Biogasleistungen pro Anlage aufbringen. In Bayern zum Beispiel erzeugen bereits über 780 Biogasanlagen ca. 211 Mio. m<sup>3</sup> Biogas im Jahr. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 31 m<sup>3</sup>/h ist der Gasertrag pro Biogasanlage gering. Da in diesen Anlagen, genau wie in Biogasanlagen in anderen Bundesländern, bereits eine Gasnutzung installiert ist, wird auch zukünftig nicht oder nur sehr selten mit einer Umrüstung zur Gaseinspeisung gerechnet. Das für die Verstromung bereits genutzte Gaspotential ist damit vom gesamten zur Verfügung stehenden Gaspotential abzuziehen wenn das Potenzial der Biogaseinspeisung in das Gasnetz abgeschätzt wird.

Zur Bestimmung von Leistungsgrößen der zu erwartenden Biogasanlagen werden die Regional verschiedenen Strukturen landwirtschaftlicher Betriebe (siehe Kapitel Regionale Strukturen landwirtschaftlicher Unternehmen) zu Grunde gelegt. Die einzelnen Tierkategorien sind in unterschiedlichem Maße an dem Gaspotential landwirtschaftlicher Biogasanlagen beteiligt. Die Rinderhaltung stellt mit ca. 67 % den größten Anteil am gesamten Energiepotenzial dar, der Anteil der Schweine- bzw. Geflügelhaltung beläuft sich auf ca. 25 % bzw. ca. 8 % am Substrataufkommen aus tierischen Exkrementen. Entsprechend Tabelle 4-2 sind 97 % aller in Deutschland gehaltenen Rinder in Bestandsgrößenklassen 1 bis 4 eingeordnet. Die Bestandsgrößenklassen beschreiben Betriebsgrößen landwirtschaftlicher Unternehmen mit vergleichbaren Tierbeständen.

Des weiteren spielen die Flächenkategorien eine Rolle für das Gaspotential einer Biogasanlage (Tabelle 4-3). Die Flächengrößenklassen beschreiben

Tabelle 4-2: Bestandsgrößenklassen für die einzelnen Tierarten (Anzahl der Tiere, in Klammern: Anteil der Klassen an der Gesamtanzahl) /45/ /51/ /71/

Bestandsgrößenklassen				
	1	2	3	4
Rinder (97 %)	20–49 (13 %)	50–99 (24 %)	100–199 (29 %)	200 und mehr (29 %)
Schweine (95 %)	100–199 (5 %)	200–399 (11 %)	400–999 (35 %)	1.000 und mehr (44 %)
Geflügel (99 %)	5.000– 9.999 (1 %)	10.000– 24.999 (8 %)	25.000– 49.999 (25 %)	50.000 und mehr (65 %)

Tabelle 4-3: Flächengrößenklassen für landwirtschaftliche Nutzfläche (Größe der Fläche, in Klammern: Anteil der Klassen an der Gesamtfläche)

Flächengrößenklassen				
	1	2	3	4
landwirt- schaftliche Nutzfläche (82 %)	31–100 ha (34 %)	10–500 ha (25 %)	501– 1000 ha (7 %)	1000 ha und mehr (16 %)

Betriebsgrößen landwirtschaftlicher Unternehmen mit vergleichbaren landwirtschaftlichen Nutzflächen.

Die im Nachfolgenden betrachteten Modellanlagen (siehe auch Kapitel 5.2) großer, mittlere, und kleiner Leistung können an Hand der Größenklassen (Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3) beschrieben werden.

Bei den folgenden Darstellungen ist zu berücksichtigen, dass hier die statistische Datenauswertung durchgeführt wird, die nur im Ausnahmefall mit Praxisdaten übereinstimmt. Die betrachteten Flächen der Flächengrößenklassen sind landwirtschaftliche Nutzflächen und beinhalten Ackerland und Dauergrünland gleichermaßen. Der Ackerlandanteil wird mit 70 % angenommen. Der Anbau der pflanzlichen Substrate soll auf der gesamten Ackerlandfläche erfolgen. Wird nur die statistische Stilllegungsfläche zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen für den pflanzlichen Substratanbau genutzt, so sind die betrachteten Leistungsgrößen ausschließlich von landwirtschaftlichen Unternehmen mit der Flächengrößenklasse 4 zu erwarten.

Zur Beurteilung der Leistungsgrößen von Biogasanlagen werden im folgenden beispielhaft Musteranlagen beschrieben.

Biogasanlagen mit einem Biogasoutput von ca. 500 m<sup>3</sup>/h (ca. 1 MW<sub>el</sub>) und einem Substratinput von 90 % tierische Exkremente (Rindergülle) sowie 10 % pflanzliche Substrate (Maissilage) bewegen sich im Bereich der Bestandsgrößenklasse 4. Für den Anbau der benötigten pflanzlichen Substrate ist die Flächengrößenklasse 1 ausreichend. Erfolgt die Fütterung der Tiere durch eigenen Anbau, werden größere Anbauflächen benötigt und die Flächengrößenklasse steigt entsprechend. Der zu erwartende Methangehalt des Biogases beträgt etwa 57 % bei einer Gülle-Anlage. Werden die 500 m<sup>3</sup> Biogas/h durch einen Substratinput von 10 % tierische Exkremente (Rindergülle) sowie 90 % pflanzliche Substrate (Maissilage) erzeugt, so benötigt der landwirtschaftliche Betrieb die Bestandsgrößenklasse 3 und die Flächengrößenklasse 3. Ob diese Größenklassen durch Zusammenschluss mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe erreicht werden oder ob ein einzelner Betrieb diese Größenklassen erreicht ist bei dieser Betrachtungsweise unerheblich. Höhere Leistungsgrößen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen benötigen einen erhöhten logistischen Aufwand für Substratbeschaffung, -lagerung und -transport. Dadurch sind bei größeren Biogasanlagen vornehmlich pflanzliche Substrate zu erwarten. Die Wirtschaftlichkeit solch großer Anlagen muss im einzelnen kritisch betrachtet werden. Der Methangehalt des Biogases beträgt durchschnittlich 53 Prozent.

#### 4.3.2 Theoretisches Standortpotenzial für Biogasanlagen

Das theoretische Standortpotential für Biogasanlagen ist sowohl von äußeren Bedingungen wie der Topographie, der Infrastruktur als auch von technischen und ökonomischen Gesichtspunkten abhängig.

##### 4.3.2.1 Eingrenzung durch äußere Bedingungen

Für eine Konkretisierung des theoretischen Standortpotentials für Biogasanlagen sind topographische Gesichtspunkte und die infrastrukturelle Erschließung von großer Bedeutung. Das spezifische technische Potenzial (Abbildung 4-6) bezieht sich auf die jeweilige gesamte Bundeslandfläche. Zu erwarten ist das berechnete Potenzial jedoch vornehmlich aus Gebieten, die infrastrukturell erschlossen sind und deren topografische Gegebenheiten einen Substratanbau und das Betreiben einer Biogasanlage zulassen.

See-, Wasser- und Waldflächen, Naturschutzgebiete, Berglandschaften und Gebirge beeinflussen auch die Möglichkeit negativ, Substrate für die Bio-



gaserzeugung anzubauen (nachwachsende Rohstoffe) oder zu erzeugen (Gülle, Biotonne, industrielle Substrate). Die Verteilung dieser Gebiete ist in den einzelnen Bundesländern verschieden. In Deutschland beträgt der Waldanteil 29,5 % dabei sind in Rheinland-Pfalz 40 % der Bundlandfläche Waldfläche. Im Gegensatz dazu sind in Schleswig-Holstein nur 9,5 % der Bundeslandfläche bewaldet. Die bundesweit verteilten Wasserflächenanteile (2,3 %) betragen in Mecklenburg-Vorpommern 5,5 % gefolgt von Schleswig-Holstein mit 4,9 % und fallen auf 1 % in Baden-Württemberg und im Saarland /51/.

Für topographisch stark strukturierte Bereiche wie die Alpen und die hohen Mittelgebirge (Schwarzwald, Bayerischer Wald, Fichtelgebirge, evtl. Erzgebirge) sind auf Grund der unzureichenden Zugänglichkeit und der besonders häufig anzutreffenden Freilandhaltung in den Gebirgsregionen (Almenhöfen) nur kleinere Biogasanlagen bis 50 m<sup>3</sup>/h Biogasertrag zu erwarten. Das zum Hof gehörende Land wird oftmals zum Futteranbau oder als Weideland genutzt. Beispiele zeigen aber auch große Gemeinschaftsanlagen in diesen Gebieten. (z. B. NaWaRo-Anlage St. Veit in Österreich)

Stadtgebiete und Ballungszentren oder urbane Bereiche zeichnen sich durch eine hohe Bevölkerungsdichte, hohes Industrie- und Verkehrsaufkommen aus. Beispielhaft dafür stehen die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen. Die landwirtschaftliche Fläche ist kleiner 30 % der Gesamtfläche (Berlin nur 5,3 %). Das zu erwartende Potenzial für Biogas beruht hier hauptsächlich auf Substraten kommunalen und industriellen Ursprungs.

Landwirtschaftliche Gebiete oder nicht urbane Bereiche sind gekennzeichnet durch eine geringe Bevölkerungsdichte und den hohen Flächenanteil landwirtschaftlicher Nutzflächen. Landwirtschaftliche Einzelhofanlagen, die nur eigene Gülle und nachwachsende Rohstoffe vergären sind anders als gleichartige zentrale Gemeinschaftsanlagen, die über keine eigenen Substrate verfügen, zu definieren. Letztere Anlagen sind bereits von einem industriellen Charakter geprägt (z. B. Anlagen in Wittmund, Neubukow, Ribe) /41/. Dabei werden die Inputstoffe als Wirtschaftsgüter betrachtet. Gleichzeitig sind zusätzliche rechtliche Bestimmungen zur Genehmigung und zum Betreiben von gemeinschaftlichen Anlagen zu beachten. Die Errichtung von Biogasanlagen in Gewerbegebieten ist möglich, aber oft nicht gewollt.

### 4.3.2.2 Eingrenzung aus Sicht der Biogaserzeugung

In den vorangegangenen Abschnitten wurde eine Bewertung für eine Eingrenzung des regional möglichen Biogaspotenziales vorgenommen. Durch differenzierte und kritische Betrachtung der statistischen Daten und durch weitere Recherchen, kann eine Annäherung an das theoretische Standortpotential für eine zu erwartende Substrat-Anlagenkonfiguration für landwirtschaftliche Biogasanlagen erfolgen.

Die weitere Eingrenzung erfolgt mittels der in Abschnitt definierten Modellbiogasanlagen. Die Substrat-Anlagenkonfiguration wird entsprechend Tabelle 4-4 gegliedert. Der Substratinput für „Gülle“ beträgt 90 % tierische Exkremete (Gülle) und 10 % Kosubstrat (nachwachsende Rohstoffe). Im Gegensatz dazu besteht das Inputmaterial „NaWaRo“ aus 10 % tierischen Exkrementen und 90 % nachwachsenden Rohstoffen. Die Quantität des zu erwartenden Biogasvolumenstromes wird in gering (< 50 m<sup>3</sup>/h), mittel (ca. 100-300 m<sup>3</sup>/h) und hoch (> 500 m<sup>3</sup>/h) unterteilt. Mit dieser Abgrenzung und der in Abbildung 4-9 bis Abbildung 4-12 dargestellten Größenklassen auf die Bundesländer verteilt, erfolgt die Eingrenzung einer zu erwartender Substrat-Anlagenkonfiguration.

Tabelle 4-4: Substrat-Anlagenkonfiguration

	Input		Output	
	Bestandsgrößenklasse	Flächengrößenklasse	CH <sub>4</sub> -Anteil	Volumenstrom Biogas
Gülle 90/10	4	1	57 %	gering
	4	2		mittel
	4	3		hoch
NaWaRo 90/10	1	1	55 %	gering
	2	2		mittel
	3	3		hoch
Biotonne			62 %	hoch

Im Abschnitt Leistungsgrößen von Biogasanlagen (Kapitel 4.3.1.4) wurde bereits darauf verwiesen, dass Biogasanlagen auch als Gemeinschaftsanlagen betrieben werden können. In dem Fall beziehen sich die Input-Größenklassen auf die Betreibergemeinschaften und nicht auf den einzelnen landwirtschaftlichen Betrieb.

Die regionale Verteilung der Flächengrößenklassen zeigt, dass zum Beispiel 57 % der landwirtschaftlichen Fläche in Thüringen auf landwirtschaftliche Betriebe der Flächengrößenklasse 4 verteilt sind. Die Abbildung 4-9 zeigt, dass die neuen Bundesländer



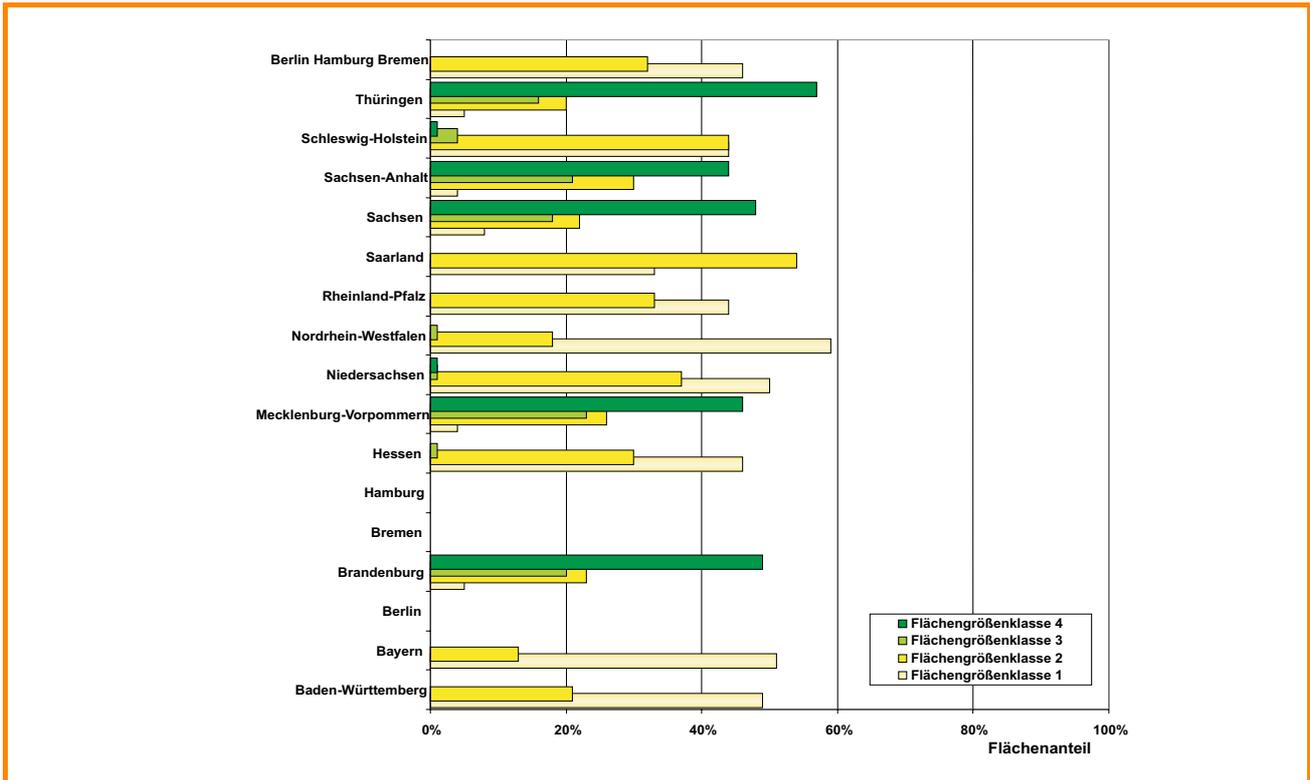


Abb. 4-9: Prozentualer Anteil der landwirtschaftlichen Flächen an den Flächengrößenklassen

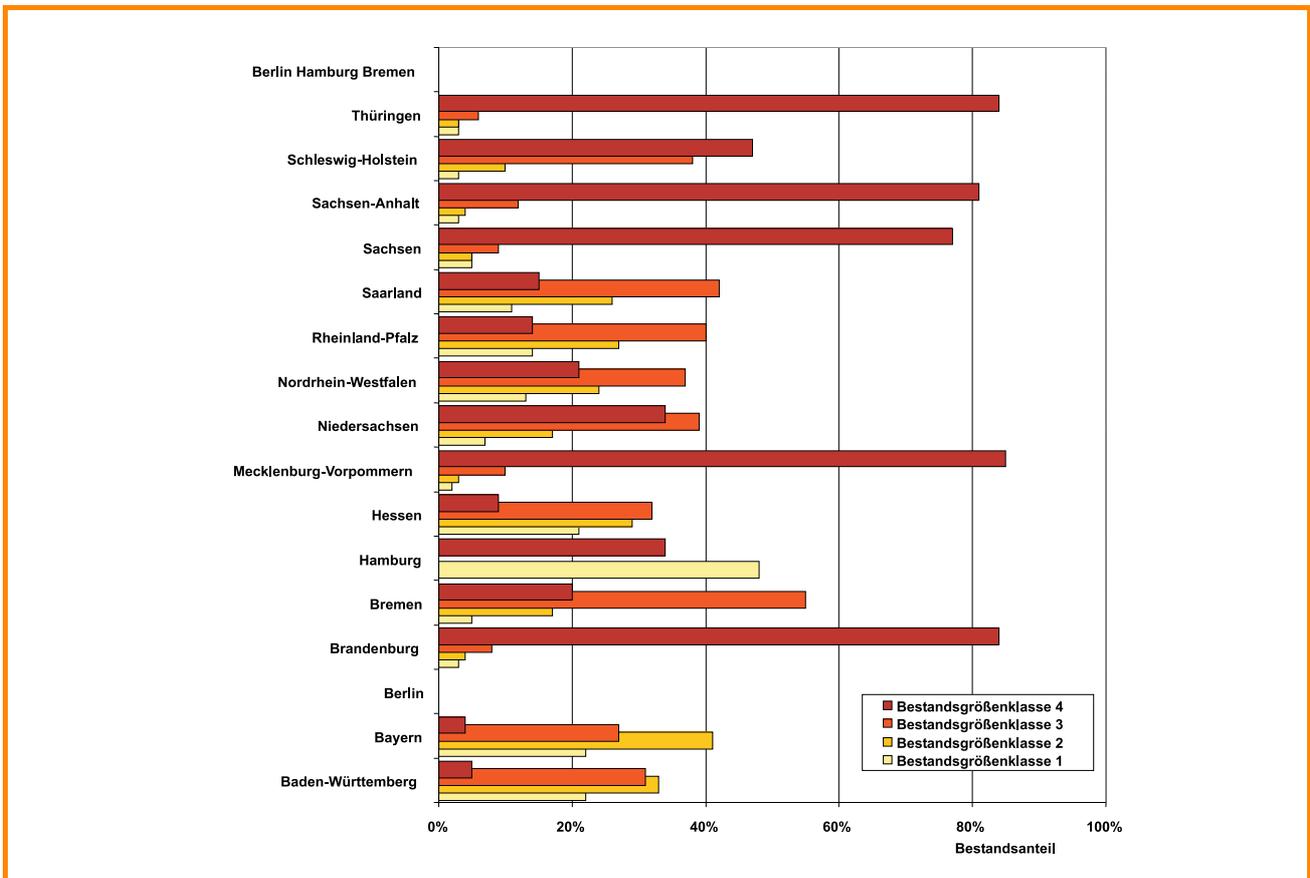


Abb. 4-10: Prozentualer Anteil des Rinderbestandes an den Bestandsgrößenklassen

vornehmlich zum betreiben von NaWaRo-Anlagen in der Hand eines landwirtschaftlichen Betriebes prädestiniert sind.

Auch die regionale Verteilung der Tierbestandsgrößenklassen zeigt, dass zum Beispiel 85 % des Rinderbestandes in Mecklenburg-Vorpommern auf landwirtschaftliche Betriebe der Bestandsgrößenklasse 4 verteilt sind. Die Abbildung 4-10 zeigt, dass in den neuen Bundesländern die Tierbestände vorwiegend auf Betriebe mit der Bestandsgrößenklasse 4 verteilt sind. Dies ermöglicht das Betreiben von Gülle-Anlagen durch einen oder durch wenige Betriebe. Gülletransporte sind kostenintensiv und im Fall von gemeinschaftlichen Gülleanlagen muß das Inputmaterial hygienisiert werden. Deshalb werden seltener gemeinschaftliche Gülleanlagen als gemeinschaftliche NaWaRo-Anlagen konzipiert werden. Der Abbildung 4-10 ist somit auch zu entnehmen, dass in den alten Bundesländern selten große Biogasanlagen installiert werden.

In Bremen, dem Saarland, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen sind ca. 40–55 % des Rinderbestandes auf Betriebe der Bestandsgrößenklasse 3 verteilt. Damit sind hier eher kleine Biogasanlagen oder, im

Ausnahmefall, große Gülle-Anlagen als Gemeinschaftsanlagen sowie große Kosubstratanlagen zu erwarten.

Da die Statistiken keinen Aufschluss darüber geben, wie viele Betriebe sowohl Rinderbestände als auch Schweinebestände besitzen, wird die regionale Verteilung der Bestandsgrößenklassen Schwein in Abbildung 4-11 gesondert dargestellt. Auch hier ist in den Neuen Bundesländern der Gesamt tierbestand auf wenige große landwirtschaftliche Betriebe verteilt.

Die Abbildung 4-12 gibt die Konzentration der Tierbestände in landwirtschaftlichen Betrieben mit mehr als 500 Großvieheinheiten wieder. Bereits im Kapitel 4.3.1.4 Leistungsgrößen von Biogasanlagen wurde auf den hohen Bedarf an Substraten beim Betreiben großer Biogasanlagen hingewiesen. Die Möglichkeit zum Bau und wirtschaftlichen Betrieb einer großen Gülle-Anlage ist auch von der Größe umliegender Betriebe abhängig, da sich der Gülletransport über weite Strecken (Kapitel 4.3.1.4) als unwirtschaftlich erweist. In den neuen Bundesländern verteilen sich die Tierbestände auf wenige Betriebe mit Tierbeständen von mehr als 500 Tieren.

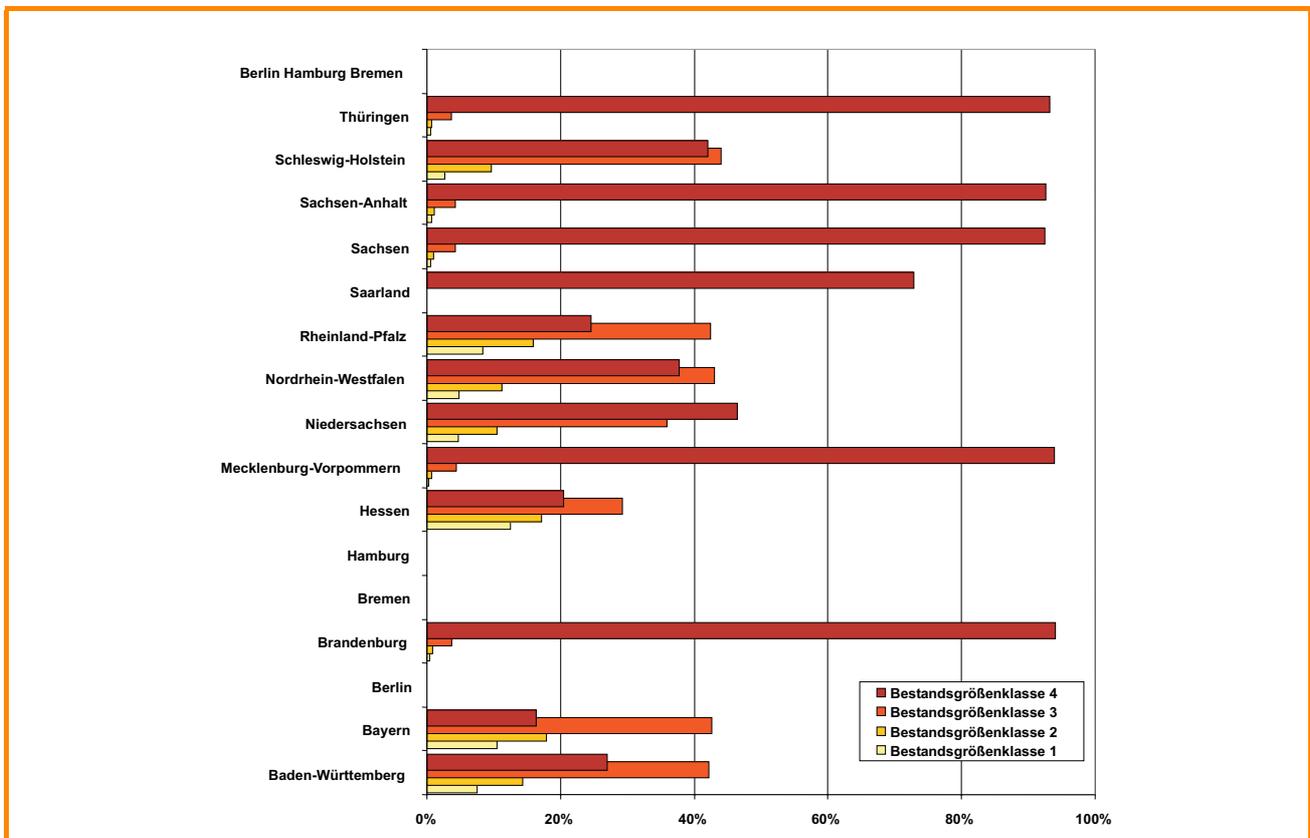


Abb. 4-11: Prozentualer Anteil des Schweinebestandes an den Bestandsgrößenklassen

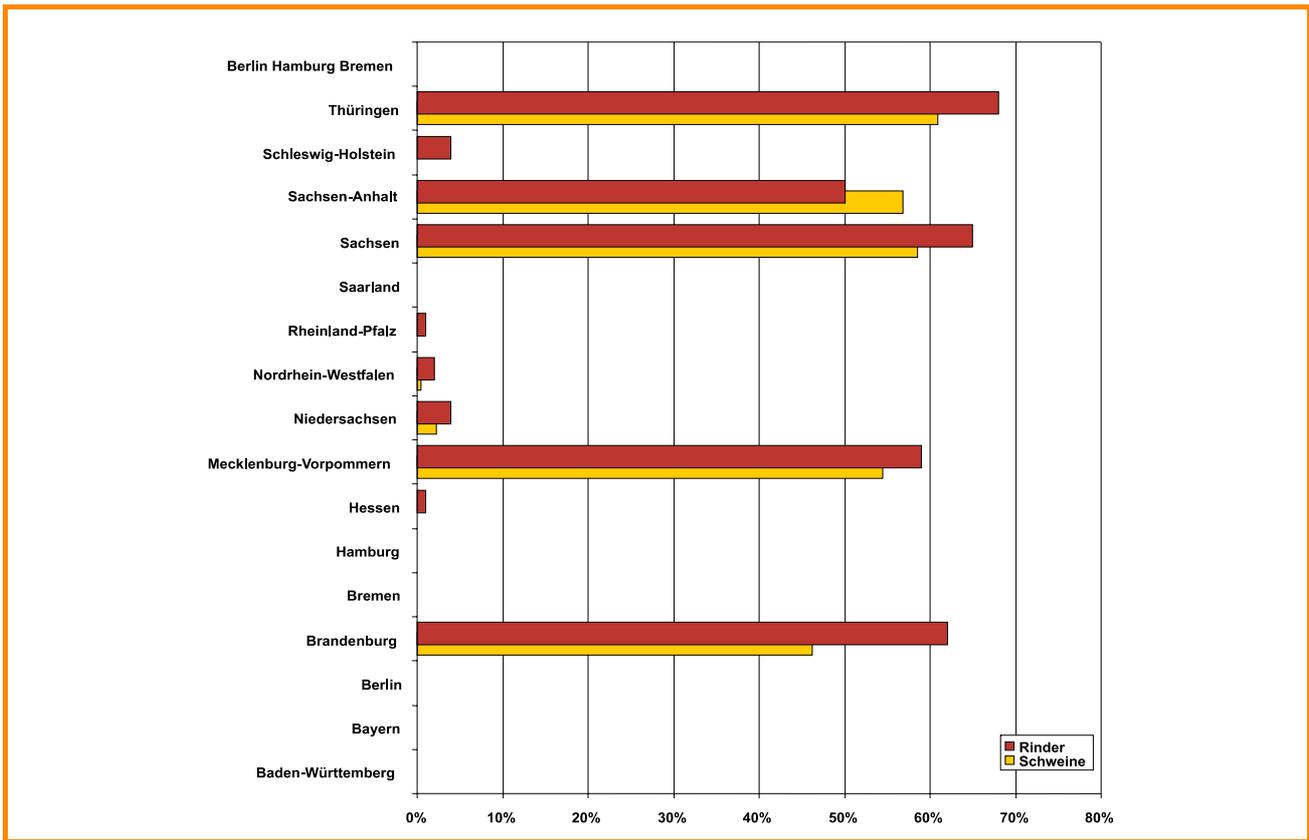


Abb. 4-12: Bestandsgrößenklasse 4 über 500 Großvieheinheiten – regionale Verteilung

Dadurch kann in diesen Regionen mit großen Biogasanlagen gerechnet werden, deren Inputmaterial zum Großteil aus tierischen Exkrementen besteht. Für die restlichen Bundesländer sind große Biogasanlagen eher als Gemeinschaftsanlagen mit einem hohen Anteil von Kosubstraten als Inputmaterialien zu erwarten.

Zusammenfassend lässt sich aufgrund der Betriebsstrukturen annehmen, dass zukünftig größere Biogasanlagen (ab 250 m<sup>2</sup>/h) eher in den neuen Bundeslän-

dern errichtet werden. In den alten Bundesländern wird es weiterhin eher güllebetriebene, kleinere Anlagen geben. Da die spezifischen Kosten der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität stark durchsatzabhängig sind, lässt sich aus den Betriebsstrukturen das Errichten von Biogas-Aufbereitungsanlagen vornehmlich in den neuen Bundesländern erwarten. Aufgrund geringerer Substrat-Transportkosten bei NaWaRo-Anlagen, können diese auch als Gemeinschaftsanlagen in den alten Bundesländern vorkommen.

# 5

## Einspeisepunkte

An dieser Stelle der Studie wird untersucht, welcher Anteil des regional vorhandenen Biogaspotenzials auch in das Gasnetz eingespeist werden kann. Dazu wird das Biogaspotenzial mit der Gasnetzaufnahmekapazität des deutschen Erdgasnetzes verglichen.

Das gesamte Potenzial der Biogasproduktion durch fermentative Prozesse beträgt in Deutschland ca. 260 PJ/a. In der bundeslandscharfen Regionalverteilung stellt sich das Potenzial, wie aus Abbildung 5-1 ersichtlich, dar.

Nicht die gesamte Menge der aufgelisteten regionalen Potenziale liegt an Standorten, an denen mit der Einspeisung in das Gasnetz gerechnet werden kann (aufgrund der Betriebsstruktur und Transportbeschränkungen).

Aus Sicht der Transportkosten der Eingangssubstrate sollte Gülle möglichst nicht, selten aber über

5–10 km transportiert werden. Zudem sind viele Betriebe zu klein, um sinnvoll eine Biogasanlage zu betreiben. Somit schränkt sich der Gülleeinsatz aus logistischen Gründen ein. Deshalb wird abgeschätzt, dass etwa 50 % des Güllepotenzials Deutschlands an Stellen vorliegt, an denen eine Biogaseinspeisung möglich ist.

Die NaWaRo können aufgrund ihrer höheren Energiedichte weiter als Gülle transportiert werden. Somit wird davon ausgegangen, dass 100 % der NaWaRo-Flächen prinzipiell zur Produktion einspeisbaren Biogases beitragen können.

Biogas aus industriellen Rückständen wird meist im Betrieb selbst verwendet z. B. zur Bereitstellung von Prozesswärme. Somit wird angenommen, dass das Biogas aus industriellen Anlagen nicht aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist wird.

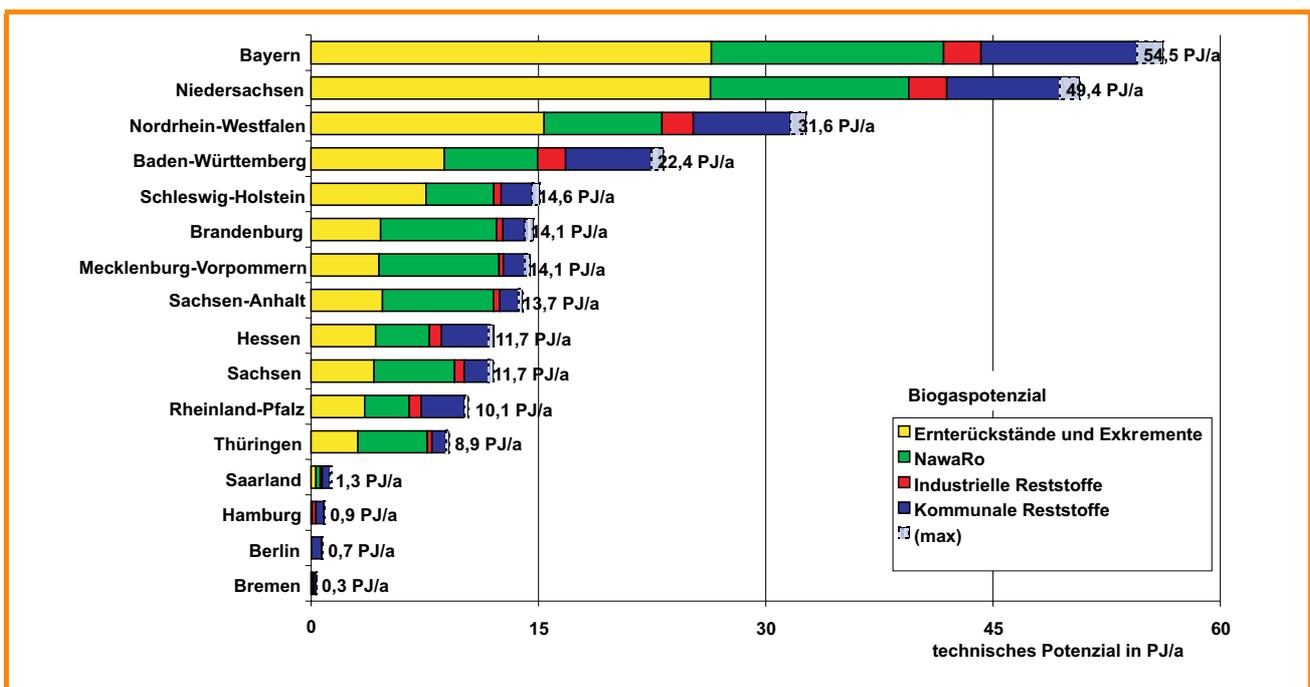


Abb. 5-1: Biogaspotenzial der Bundesländer

Tabelle 5-1: Biogaspotenzial unter Berücksichtigung von Transportrestriktionen

Technisches Potenzial	Ernterückstände und Exkrememente	nachwachsende Rohstoffe	Industrielle Reststoffe	Kommunale Reststoffe	Gesamt mit Restriktion
Transportrestriktion	50 %	100 %	0 %	100 %	
Berlin Hamburg Bremen	102 TJ/a	65 TJ/a	361 TJ/a	1.347 TJ/a	1.463 TJ/a
Saarland	325 TJ/a	288 TJ/a	126 TJ/a	523 TJ/a	973 TJ/a
Thüringen	3.099 TJ/a	4.576 TJ/a	300 TJ/a	917 TJ/a	7.043 TJ/a
Rheinland-Pfalz	3.547 TJ/a	2.935 TJ/a	801 TJ/a	2.844 TJ/a	7.552 TJ/a
Sachsen	4.160 TJ/a	5.317 TJ/a	640 TJ/a	1.589 TJ/a	8.986 TJ/a
Hessen	4.254 TJ/a	3.554 TJ/a	813 TJ/a	3.091 TJ/a	8.772 TJ/a
Sachsen-Anhalt	4.713 TJ/a	7.321 TJ/a	414 TJ/a	1.232 TJ/a	10.909 TJ/a
Brandenburg	4.592 TJ/a	7.643 TJ/a	420 TJ/a	1.477 TJ/a	11.416 TJ/a
Mecklenburg-Vorpommern	4.485 TJ/a	7.921 TJ/a	302 TJ/a	1.400 TJ/a	11.563 TJ/a
Schleswig-Holstein	7.592 TJ/a	4.464 TJ/a	488 TJ/a	2.041 TJ/a	10.301 TJ/a
Baden-Württemberg	8.796 TJ/a	6.141 TJ/a	1.860 TJ/a	5.646 TJ/a	16.185 TJ/a
Nordrhein-Westfalen	15.386 TJ/a	7.757 TJ/a	2.089 TJ/a	6.412 TJ/a	21.862 TJ/a
Niedersachsen	26.351 TJ/a	13.104 TJ/a	2.494 TJ/a	7.440 TJ/a	33.720 TJ/a
Bayern	26.418 TJ/a	15.314 TJ/a	2.453 TJ/a	10.302 TJ/a	38.825 TJ/a
<b>Deutschland</b>	<b>113.819 TJ/a</b>	<b>86.400 TJ/a</b>	<b>13.562 TJ/a</b>	<b>46.261 TJ/a</b>	<b>189.571 TJ/a</b>
		<b>260.042 TJ/a</b>			

Kommunale Reststoffe können, abhängig von der jeweiligen Energiedichte, im Durchschnitt noch weiter als NaWaRos transportiert werden. Außerdem liegen die Punkte, an denen die Rückstände anfallen, zumeist in gut gasversorgtem Gebiet. Aus diesem Grund wird von einer 100 %igen Verfügbarkeit kommunaler Rückstände zur Gaseinspeisung ausgegangen.

Wird die jeweilige Transportrestriktion auf die Potenziale angewandt, ergibt sich folgendes Bild des Biogaspotenzials. In Tabelle 5-1 werden die regionalen Biogaspotenziale entsprechend Abbildung 5-1 dargestellt. Zusätzlich wird in der rechten Spalte (Gesamt mit Restriktionen) das Potenzial unter Berücksichtigung der jeweiligen Restriktionen ausgewiesen.

Das gesamte technische Biogas-Potenzial Deutschlands reduziert sich aufgrund von Transportrestriktionen von 260 PJ/a auf 190 PJ/a. Dieses regional verteilte Potenzial wird im folgenden dem Erdgasnetz gegenübergestellt.

Gasnetzseitig lassen sich Gasaufnahmebeschränkungen feststellen. Da die Gasnetzbetreiber das Gas nicht besitzen sondern nur durchleiten, darf das Gasnetz nicht als Speicher angesehen werden. Es darf demnach nur so viel Gas in das Gasnetz eingespeist werden, wie ihm auch entnommen wird. Besonders im Sommer wird wesentlich weniger Gas als im Win-

ter benötigt. Somit ergeben sich Beschränkungen der Gasaufnahme in das Erdgasnetz besonders im Sommer. Die Biogasanlagen produzieren aber aus mikrobiellen und wirtschaftlichen Gründen möglichst kontinuierlich Biogas. Die Biogasspeicherung hat sich aus Kostengründen in der Praxis auf wenige Stunden bis zu einer Tagesproduktion beschränkt. Biogasspeicher, die die Gasproduktion vieler Wochen aufnehmen können, sind bisher nicht lohnenswert.

#### Austauschgaseinspeisung

Da sich die Gasnetzrestriktionen hauptsächlich aufgrund der geringsten Abnahme im Sommer ergeben, werden in der folgenden Tabelle die Biogaspotenziale mit der Mindestabnahme des Gasnetzes verglichen. Das Biogaspotenzial (hier in kWh/d) liegt in jedem Fall unter der Sommergrundlast eines jeden Bundeslandes. Die rechte Spalte (Anteil verdrängter Grundlast) beziffert den Anteil der Sommergrundlast, der durch das Biogaspotenzial ersetzt werden kann.

Zu erkennen ist, dass das zur Gaseinspeisung in Frage kommende Biogaspotenzial in jedem Bundesland in Austauschgasqualität eingespeist werden kann, wenn der durchschnittliche, tägliche Mindestverbrauch im Sommer aus dem Gasnetz berücksichtigt wird. In Gesamt-Deutschland kann bei Ausschöpf-



Tabelle 5-2: Biogaspotenzial verglichen mit der durchschnittlichen Sommergrundlast

Potenzial IEL	Biogaspotenzial in m <sup>3</sup> /d Rohbiogas (53 % CH <sub>4</sub> )	Biogaspotenzial in m <sup>3</sup> Methan/d	Biogaspotenzial in kWh/d	Sommergrundlast in Mio kWh/d	Anteil verdrängter Grundlast in %
Berlin Hamburg Bremen	210.752	111.698	1.113.634	65,03	1,71
Saarland	140.163	74.286	740.635	9,95	7,44
Thüringen	1.014.330	537.595	5.359.821	26,05	20,58
Rheinland-Pfalz	1.087.630	576.444	5.747.146	40,27	14,27
Sachsen	1.294.263	685.959	6.839.014	40,97	16,69
Hessen	1.263.334	669.567	6.675.582	79,60	8,39
Sachsen-Anhalt	1.571.181	832.726	8.302.279	32,69	25,39
Brandenburg	1.644.153	871.401	8.687.869	25,48	34,10
Mecklenburg-Vorpommern	1.665.349	882.635	8.799.871	18,05	48,76
Schleswig-Holstein	1.483.601	786.309	7.839.498	30,40	25,79
Baden-Württemberg	2.331.072	1.235.468	12.317.618	96,90	12,71
Nordrhein-Westfalen	3.148.677	1.668.799	16.637.922	220,83	7,53
Niedersachsen	4.856.438	2.573.912	25.661.903	103,24	24,86
Bayern	5.591.729	2.963.616	29.547.256	117,39	25,17
<b>Deutschland</b>	<b>27.302.672</b>	<b>14.470.416</b>	<b>144.270.049</b>	<b>906,86</b>	<b>15,91</b>

Tabelle 5-3: Biogaspotenzial verglichen mit der stündlichen Sommergrundlast

Potenzial IEL	Biogaspotenzial in m <sup>3</sup> /d Rohbiogas (53 % CH <sub>4</sub> )	Sommergrundlast inkl. Tagesgangschwankung (0,4) in Mio. kWh/d	Anteil verdrängter Grundlast in %
Berlin Hamburg Bremen	210.752	26,01	4,28
Saarland	140.163	3,98	18,60
Thüringen	1.014.330	10,42	51,45
Rheinland-Pfalz	1.087.630	16,11	35,68
Sachsen	1.294.263	16,39	41,73
Hessen	1.263.334	31,84	20,97
Sachsen-Anhalt	1.571.181	13,08	63,48
Brandenburg	1.644.153	10,19	85,24
Mecklenburg-Vorpommern	1.665.349	7,22	121,90
Schleswig-Holstein	1.483.601	12,16	64,47
Baden-Württemberg	2.331.072	38,76	31,78
Nordrhein-Westfalen	3.148.677	88,33	18,84
Niedersachsen	4.856.438	41,30	62,14
Bayern	5.591.729	46,96	62,92
<b>Deutschland</b>	<b>27.302.672</b>	<b>362,74</b>	<b>39,77</b>

fung des Biogaspotenzials demnach 16 % der Sommergrundlast durch Biogas ersetzt werden.

Wird zudem auch noch der Tagesgang berücksichtigt, sind die Stunden geringster Nachtanahme aus den Erdgasnetz entscheidend. Diese könnten im Zweifelsfall auch durch einen zusätzlichen Gasspei-

cher nach der Gasaufbereitung abgepuffert werden. Aber an dieser Stelle wird das Biogaspotenzial noch mit dem Tagesgangfaktor von 0,4 belegt um den stündlichen „Momentanverbrauch“ zu berücksichtigen (Erklärung des Faktors 0,4 in Kap. 3.2.2).

Aus Tabelle 5.3 lässt sich entnehmen, dass selbst unter der Annahme der vollen Ausschöpfung des technisch erreichbaren Potenzials und unter der Berücksichtigung stündlicher Sommergasabnahmen (ohne Speicher) das technisch einspeisbare Potenzial in fast jedem Bundesland komplett eingespeist werden kann. Die einzige Ausnahme bildet Mecklenburg-Vorpommern, wo das Biogaspotenzial um ca. 12 % höher ist als die Gasentnahme in jeder Stunde einer Sommernacht.

Zusammenfassend lässt sich schließen, dass auch unter Einbeziehung von stark beschränkenden Grenzannahmen, keine praktisch relevante Gasnetzaufnahmebeschränkung für Biogas in Austauschqualität besteht.

### Zusatzgaseinspeisung

Ein wenig anders stellt sich die Situation im Fall der Zusatzgaseinspeisung dar. Vorgereinigtes Biogas kann ohne die Abtrennung des Kohlendioxides als Zusatzgas eingespeist werden, wenn dadurch die Gasqualität des Gasnetz nicht beeinträchtigt wird. Unter gegebenen Umständen (unter Berücksichtigung von typischen Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetzen, L- und H-Gasqualität, Gaszusammensetzung und -Volumenstrom, Mischungsverhältnissen und verschiedener anderer Einflussfaktoren, wobei die Erläuterung der gesamten Hintergründe den Rahmen dieser Studie sprengen würden) lässt sich ein Teil des Biogaspotenzials ohne Kohlendioxidabtrennung als Zusatzgas einspeisen.

Tabelle 5-4: Einspeisebeschränkungen für Zusatzgas

Tagesgangfaktor	0,4	1
Berlin Hamburg Bremen	50 %	100 %
Saarland	12 %	29 %
Thüringen	4 %	10 %
Rheinland-Pfalz	6 %	15 %
Sachsen	5 %	13 %
Hessen	10 %	26 %
Sachsen-Anhalt	3 %	9 %
Brandenburg	3 %	6 %
Mecklenburg-Vorpommern	2 %	4 %
Schleswig-Holstein	3 %	8 %
Baden-Württemberg	7 %	17 %
Nordrhein-Westfalen	11 %	29 %
Niedersachsen	3 %	9 %
Bayern	3 %	9 %
<b>Deutschland</b>	<b>5 %</b>	<b>14 %</b>

In der Tabelle 5-4 ist der prozentuale Anteil des Biogaspotenzials dargestellt, der in das Erdgasnetz als Zusatzgas eingespeist werden kann. Nur in den Stadtstaaten ist, ohne Berücksichtigung des Tagesganges, im Sommer das gesamte potenziell produzierbare Biogas einspeisbar. In den übrigen Regionen Deutschlands wäre nur ein Teil des Biogaspotenzials als Zusatzgas einspeisbar. In Gesamt-Deutschland ist beispielsweise 5 % des Biogas-Potenzials auch zu jeder Nachtstunde im Sommer als Zusatzgas einspeisbar. Unter Verwendung der durchschnittlichen Sommergrundlast lassen sich 14 % des Potenzials als Zusatzgas einspeisen (wenn beispielsweise das Gas im „Nachtal“ zwischengespeichert wird).

Es sollte aber sicher gestellt werden, dass bei Einspeisung von Zusatzgas, beim ersten Gasabnehmer aufgrund der Vermischung mit dem Grundgasstrom, die geforderte Gasqualität eingehalten wird. Somit ist bei Zusatzgaseinspeisung immer eine Einzelprüfung des Einspeisepunktes notwendig.

## 5.1 Standortbewertung

In Kapitel 4 wurde festgestellt, dass in Deutschland flächendeckend ein Biogaspotenzial von ca. 0,5–1 TJ/km<sup>2</sup> besteht. Diese Potenzialdichte besteht sowohl im ländlichen Raum wie in den Städten. Es lässt sich somit keine Region in Deutschland als deutlich flächenspezifisch potenzialreicher als andere feststellen. Biogasanlagen lassen sich außer an ungünstigen Standorten prinzipiell überall in Deutschland errichten. In der Untersuchung der regionalen Betriebsstruktur landwirtschaftlicher Betriebe lässt sich aber eine eindeutige Tendenz zu großen Betrieben in den neuen Bundesländern gegenüber den alten feststellen. Große Biogasanlagen werden demnach häufiger in den neuen als in den alten Bundesländern vorkommen. Da große NaWaRo-Anlagen prinzipiell überall errichtet werden können, lässt sich diese Tendenz nicht quantifizieren.

In der Untersuchung der Gasnetzstruktur hat sich ergeben, dass das Gasnetz zu ca. 85 % als flächendeckend angesehen werden kann. Es lassen sich wenige Standorte feststellen, an denen das Gasnetz zu weit von einer möglichen Biogasanlage entfernt ist, um es einzuspeisen. Diese Situation muss aber im konkreten Einzelfall individuell betrachtet werden. Tendenziell lassen sich trotzdem die Ballungsräume als besonders dicht erdgasversorgt darstellen.

Mögliche Standorte für die Einspeisung von Biogas sind demnach fast flächendeckend in ganz



Tabelle 5-5: Primärindikatoren zur Einspeisung von Biogas und die Bedeutung für die Biogaserzeugung, Biogaseinspeisung und Wirtschaftlichkeit

Indikator	Einfluss auf die Biogaserzeugung	Einfluss auf die Biogaseinspeisung	Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit
<b>Standort</b> (Topographie, Infrastruktur, Nähe zum Erdgasnetz, Nähe zum Substrat, Klimatische Verhältnisse, Geographische Lage)	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Viehbestand</li> <li>• Landwirtschaftliche Nutzfläche</li> <li>• Abfallaufkommen</li> <li>• Industrie</li> <li>• Transport</li> </ul>	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entfernung zum Einspeisepunkt</li> <li>• Abnahmemenge</li> <li>• Einspeisekapazität</li> <li>• Transport</li> </ul>	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Biogasgestehungskosten</li> <li>• Transportkosten</li> </ul>
<b>Betriebsform</b> (landwirtschaftliches Einzelunternehmen, Gemeinschaftsanlage, Industrieller Betreiber)	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Betriebsgröße</li> <li>• Substratwahl</li> <li>• Biogasqualität</li> <li>• Biogasquantität</li> </ul>	gering <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einspeisemenge</li> </ul>	mittel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Steuern</li> <li>• Personalkosten</li> <li>• Betriebskosten</li> </ul>
<b>Substratwahl</b> (Gülle, NaWaRo, Biotonne, Industrielle Reststoffe)	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Biogasqualität</li> <li>• Biogasquantität</li> <li>• Technologisches Verfahren</li> </ul>	gering <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einspeisemenge</li> <li>• Biogasqualität</li> </ul>	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Substratgestehungskosten</li> <li>• Erlöse</li> </ul>
<b>Technologische Verfahren</b> (Biogaserzeugung, Gasaufbereitung)	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Biogasausbeute</li> <li>• Biogasqualität</li> <li>• Transport</li> <li>• Lagerung</li> </ul>	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einspeisemenge</li> <li>• Einspeisequalität</li> <li>• Transport</li> <li>• Lagerung</li> </ul>	hoch <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Wartungskosten</li> <li>• Betriebskosten</li> <li>• Erlöse</li> </ul>



Deutschland zu erwarten (mit Ausnahme von Seen, Wäldern und Gebirgen). Die jeweiligen lokalen Bedingungen bestimmen die konkreten Umsetzungen der Projekte.

Damit eine Beurteilung von Standorten von Biogasanlagen zur Einspeisung in das Erdgasnetz unter optimalen Bedingungen erfolgen kann, ist eine theoretische Bewertung der Standorte notwendig. Als Hilfsmittel werden die in Tabelle 5-5 aufgelisteten Indikatoren verwendet. Diese Indikatoren wurden aus den in vorangegangenen Abschnitten bereits ausführlich dargestellten Faktoren ermittelt. In den Abschnitten und wurden die Faktoren des Gasnetzes und des Gastransportes behandelt. In den Abschnitten und wurden die Faktoren der Biogaserzeugung dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsfaktoren werden in den Abschnitten und umfassend analysiert und anhand der gewählten Modellanlagen (siehe auch Abschnitt Ermittlung möglicher Standorte für Biogaserzeugung und Gaseinspeisung anhand von Modellanlagen) dargestellt.

Die Indikatoren für eine Biogaseinspeisung setzen sich aus Primärindikatoren und den sich daraus ergebenden Sekundärindikatoren zusammen. Zu den Primärindikatoren gehört an erster Stelle der Standort der Biogasanlage. Daraus ergeben sich die Sekundärindikatoren wie z. B. die Nähe zum Erdgasnetz, die

Nähe zur landwirtschaftlichen Nutzfläche oder die geografische Lage.

Als Sekundärindikator sind bei der Substratwahl auch die Standortindikatoren klimatische Verhältnisse, Boden, Temperatur, Wasser und Niederschlag, Vegetationszeit und Licht für die Qualität der Pflanzen und schließlich für den Biogasertrag einer NaWaRo-Anlage verantwortlich. Flächenerträge sind von Wahl der Sorte, Standort, Klima, Erntezeitpunkt und dem Anbauverfahren abhängig. Die Methanausbeute ist von der Silierung, Aufbereitung und Bereitstellung abhängig /59 S. 24/. Daneben spielen die Fruchtfolge und die Nutzung des Gärrestes als Dünger für ein kontinuierliches Betreiben einer NaWaRo-Anlage eine weitere Rolle. Für die Biogasqualität und -quantität der Biogasanlage sind die Substratverfügbarkeit, die Dimensionierung der Anlage und Substrat-, Gas- und Energiegestehungskosten von hoher Bedeutung. Bei einer Einspeisung in das vorhandene Erdgasnetz sind die Entfernung zum Einspeisepunkt, die erforderliche Gasqualität (EG-H, EG-L, ZG), der erforderliche Netzdruck (ND, MD, HD), und die örtliche Aufnahmekapazität von entscheidender Bedeutung.

Im folgenden Abschnitt werden an Hand der oben genannten Indikatoren musterhafte Anlagen als Modelle für weitergehende Betrachtungen ausgewählt.

## 5.2 Ermittlung möglicher Standorte für Biogaserzeugung und Gaseinspeisung anhand von Modellanlagen

Um eine einheitliche und vergleichbare Basis für die weiteren Untersuchungen der ökonomischen Auswirkungen verschiedener Methoden der Biogasproduktion zu schaffen, werden Modellanlagen, die weitestgehend die Praxis der Biogasnutzung repräsentieren, definiert.

Die betrachteten Biogasanlagen sind nach Größe der Biogasproduktion und Art des Inputmaterials unterscheidbar.

Es wurden drei Leistungsgrößen festgelegt. Dabei wurde die Spanne der üblichen Praxis aber auch mögliche praxisnahe Extremfälle berücksichtigt. Die Biogasproduktion der Anlagen wird mit 50 m<sup>3</sup>/h, 250 m<sup>3</sup>/h und 500 m<sup>3</sup>/h, die an eine folgende Gasaufbereitung geliefert werden können, festgelegt. Da der Biogas-Erzeugungs-Prozess selbst Energie, besonders zum Beheizen des Fermenters, benötigt, liegt die gesamte Biogasproduktion ca. 10–15 % über diesen Leistungsgrößen.

Die drei betrachteten Einsatzstoff-Qualitäten sind:

- typische Gülleanlagen (90 % Gülle, 10 % NaWaRo, massebasiert),
- NaWaRo-Anlagen (90 % NaWaRo, 10 % Gülle, massebasiert) und
- eine Anlagen zur Verarbeitung von Material aus Siedlungsabfällen (100 % Biotonne) in der Leistungsgröße (500 m<sup>3</sup>/h).

Tabelle 5-6: Überblick über die untersuchten Anlagen

Kürzel	Bezeichnung	Biogas Produktion	Biogas zur Aufbereitung	Inputmaterial
BG 50 G	Gülleanlage 50 m <sup>3</sup> /h	58 m <sup>3</sup> /h	50 m <sup>3</sup> /h	31,5 t/d Gülle 3,3 t/d NaWaRo
BG 250 G	Gülleanlage 250 m <sup>3</sup> /h	290 m <sup>3</sup> /h	250 m <sup>3</sup> /h	158 t/d Gülle 17 t/d NaWaRo
BG 500 G	Gülleanlage 500 m <sup>3</sup> /h	580 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	315 t/d Gülle 33 t/d NaWaRo
BG 50 N	NaWaRo-Anlage 50 m <sup>3</sup> /h	56 m <sup>3</sup> /h	50 m <sup>3</sup> /h	7,1 t/d NaWaRo 0,8 t/d Gülle
BG 250 N	NaWaRo-Anlage 250 m <sup>3</sup> /h	280 m <sup>3</sup> /h	250 m <sup>3</sup> /h	36 t/d NaWaRo 4 t/d Gülle
BG 500 N	NaWaRo-Anlage 500 m <sup>3</sup> /h	560 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	71 t/d NaWaRo 8 t/d Gülle
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle-Anlage	582 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h	140 t/d Biotonne

Eine detaillierte Übersicht über die im Rahmen dieser Studie betrachteten Anlagen bietet Tabelle 5-6. Im Anschluss folgt eine Detailbeschreibung der Anlagen und der getroffenen Annahmen.

### 5.2.1 Biogaserzeugung aus Gülle

Für die güllebasierten Anlagen wird im Fall der Gasaufbereitung 15 % der Gasproduktion zur Fermenterbeheizung benötigt. Für die Nutzung des Biogases in einem BHKW wird die gesamte Biogasproduktion verwendet. Der Fermenter wird in dieser Nutzungsvariante über die Abwärme des BHKW beheizt. Das entstehende Biogas hat einen Methangehalt von 57 %. Als Verweilzeit aller güllebasierten Biogasanlagen wurden 25 Tage angenommen. Zur Anlagenauslegung wird eine Raumbelastung von 3,4 kg oTS/m<sup>3</sup>d zugrundegelegt.

Bei den güllebasierten Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass ein zum Viehbestand passendes Gärrestelager vorhanden ist. Aufgrund des Abbauprozesses in der Biogasanlage ist somit auch bei 10 % NaWaRo-Einsatz keine zusätzliche Lagerkapazität zu schaffen. Die größeren güllebasierten Anlagen benötigen sehr große Viehbestände. Es wurde in den folgenden Analysen von einem Betrieb mit zentraler Güllesammlung ausgegangen. Wenn sich mehrere Betriebe zu einer Gemeinschafts-Biogasanlage zusammen schließen wollen, ist zu beachten, dass erhebliche Transportkosten entstehen (die hier nicht berücksichtigt werden, da sie von den jeweiligen Standortbedingungen abhängen) und dass eine Hygienisierung des Substrates erfolgen muss. Durch beide Effekte entstehen zusätzliche Kosten.



### 5.2.1.1 Gülleanlage 50 m<sup>3</sup>/h

Die Biogasanlage, die 50 m<sup>3</sup>/h Biogas zur Gasaufbereitung liefert, produziert 58 m<sup>3</sup>/h Biogas, von denen im Fall der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz 8 m<sup>3</sup>/h zur Fermenterbeheizung genutzt werden.

Es werden zur Güllebereitstellung ca. 630 Großvieheinheiten (GVE) benötigt. Zur Produktion der NaWaRo muss eine Fläche von ca. 57 ha kalkuliert werden.

Aufgrund der Einsatzstoffbeschickung von 35 t täglich und einer Verweilzeit von 25 Tagen ergibt sich ein Gesamt-Fermentervolumen von 900 m<sup>3</sup>. Dieses wird durch einen volldurchmischten Reaktor realisiert.

Die Gülle wird zentral in einer Anmisch-Güllegrube von 80 m<sup>3</sup> gesammelt. In ihr kann die benötigte Menge von ca. 2 Tagen gespeichert und Anlieferungsschwankungen ausgeglichen werden. Für die nachwachsenden Rohstoffe ist eine Silokapazität von ca. 1.000 m<sup>3</sup> vorzusehen. Wird eine Zweitkultur geerntet (z. B. im April Getreide-GPS und im Oktober Mais) könnte das für die weiteren Kalkulationen verwendete Fahrsilo auf ca. 600 m<sup>3</sup> begrenzt werden. Der Feststoffeintrag von 3,3 t/d geschieht über die Anmischgrube. Das Gärrestelager hat eine Lager-Kapazität von 6.000 m<sup>3</sup> und wird als vorhanden angenommen. Im Laufe des Jahres benötigt diese Biogasanlage ca. 100 MWh Strom zum Eigenbedarf.

### 5.2.1.2 Gülleanlage 250 m<sup>3</sup>/h

In der Biogas-Anlage, die 250 m<sup>3</sup>/h Biogas zur Aufbereitung liefert, werden 290 m<sup>3</sup>/h Biogas produziert, von denen 40 m<sup>3</sup>/h zur Bereitstellung von Prozesswärme im Fall der Gaseinspeisung dienen. Es werden zur Güllebereitstellung 3.150 Großvieheinheiten (GVE) und zur NaWaRo-Produktion 130 ha Ackerland benötigt.

Aufgrund der Einsatzstoffbeschickung von 174 t täglich und einer Verweilzeit von 25 Tagen ergibt sich ein Gesamt-Fermentervolumen von 4.500 m<sup>3</sup>. Die Tiere von über 3.000 Großvieheinheiten werden in mehreren Ställen untergebracht. Somit muss die Gülle zur Biogasanlage transportiert werden. Die Gülle wird zentral in einer Güllegrube von 300 m<sup>3</sup> gesammelt. In ihr kann die benötigte Menge von ca. 2 Tagen gespeichert und Anlieferungsschwankungen ausgeglichen werden. Für die nachwachsenden Rohstoffe ist eine Silokapazität von ca. 6.000 m<sup>3</sup> vorzusehen. Wird eine Zweitkultur geerntet (z. B. im April Getreide-GPS und im Oktober Mais) könnte das Fahr-

silo auf ca. 3.500 m<sup>3</sup> begrenzt werden. Der Feststoffeintrag von 16,1 t/d geschieht über einen Einfülltrichter aus dem die Beschickung per Förderband zu den jeweiligen Fermentern erfolgt. Das Gärrestelager hat eine Lager-Kapazität von 30.000 m<sup>3</sup>. Dieses Lager ist gasdicht abgedeckt das darin entstehende Biogas wird der Gasnutzung zugeleitet.

### 5.2.1.3 Gülleanlage 500 m<sup>3</sup>/h

Die untersuchte Leistungsgröße von 500 m<sup>3</sup>/h stellt die obere Leistungsgrenze landwirtschaftlicher Biogasanlagen auf der Basis von überwiegend Gülle dar. Es werden 575 m<sup>3</sup>/h Biogas produziert, von denen 75 m<sup>3</sup>/h genutzt werden, um über eine Gastherme den Fermenter zu beheizen (Im Fall der Gaseinspeisung). Es handelt sich in sofern um die obere Leistungsgrenze, als dass 6.300 Großvieheinheiten (GVE) benötigt werden um das Einsatzmaterial bereit zu stellen. In Deutschland gibt es weniger als 10 landwirtschaftliche Betriebe dieser Größenordnung. Auch Gemeinschaftsanlagen geraten schnell an ihre logistischen Grenzen wenn in Rechnung gestellt wird, dass der Gülletransport von 10 km etwa 10 ct/kWh kostet, wenn die Gülle vergoren und das Biogas in einem BHKW genutzt wird.

Bei einem Input-Strom von 348 t/h ergibt sich ein Gesamt-Fermentervolumen von 9.000 m<sup>3</sup>. Dieses wird durch 3 parallel arbeitende Fermenter von je 3.000 m<sup>3</sup> realisiert. Größere Bauformen ziehen Durchmischungsprobleme mit sich. Kleinere wären in den Investitionskosten höher. Die Raumbelastung des Fermenters beträgt 3,4 kg oTS/m<sup>3</sup>d.

Die Tiere von über 6.000 Großvieheinheiten werden in mehreren Ställen untergebracht. Somit muss die Gülle zur Biogasanlage transportiert werden. Dies kann durch ein Rohrleitungssystem erfolgen oder es sind täglich ca. 12 Gülletransporte notwendig. Die Gülle wird zentral in einer Güllegrube von 600 m<sup>3</sup> gesammelt. In ihr kann die benötigte Menge von ca. 2 Tagen gespeichert und Anlieferungsschwankungen ausgeglichen werden. Der Feststoffeintrag von 33 t/d geschieht über einen Einfülltrichter aus dem die Beschickung per Förderband zu den jeweiligen Fermentern erfolgt. Zur Lagerung der Pflanzensilage sind 12.000 m<sup>3</sup> Lagerkapazität notwendig. Als Gärrestelager muss eine Lager-Kapazität von 6 Monaten vorgesehen werden was einem Volumen von 63.500 m<sup>3</sup> entspricht und als vorhanden vorausgesetzt wird. Dieses Lager ist gasdicht abgedeckt. Das ihm entstehende Biogas wird der Gasnutzung zugeleitet.



## 5.2.2 Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo)

Für alle NaWaRo-Anlagen wurde eine Verweilzeit von 60 Tagen angenommen. Die Raumbelastung beträgt jeweils  $3,1 \text{ kg oTS/m}^3\text{d}$ . Die Einbringung erfolgt von einem Sammelbehälter ausgehend über ein Förderbandsystem direkt in die Fermenter. Das Gärrestelager ist abgedeckt und das in ihm entstehende Methan wird abgesaugt. Dieses Lager wird passend zur Anlage neu gebaut und kann nicht wie bei den Gülle-Anlagen als vorhanden vorausgesetzt werden. Das entstehende Biogas hat einen Methananteil von 53 %. Im Fall der Biogas-Aufbereitung und -Einspeisung wird 10 % des Biogases zur Fermenterbeheizung verwendet. Zur Lagerung der NaWaRo (beispielhaft dimensioniert für den Maissilage-Einsatz) wird im Weiteren die benötigte Ernte einer Erntekampagne pro Jahr berücksichtigt.

### 5.2.2.1 NaWaRo-Anlage $50 \text{ m}^3/\text{h}$

Es werden täglich 7 Tonnen NaWaRo und 0,8 t Gülle benötigt, um  $55,7 \text{ m}^3/\text{h}$  Biogas zu produzieren. Dies entspricht 16 GV und 58 ha Ackerland.

Das Fermentervolumen beträgt unter den oben angegebenen Annahmen  $500 \text{ m}^3$ , das Gärrestelager  $1500 \text{ m}^3$ . Zur Aufnahme der Silage ist eine Lagerkapazität von  $2500 \text{ m}^3$  nötig.

### 5.2.2.2 NaWaRo-Anlage $250 \text{ m}^3/\text{h}$

Die NaWaRo-Anlage  $250 \text{ m}^3/\text{h}$  wird mit  $36 \text{ t/d}$  NaWaRo und  $4 \text{ t/d}$  Gülle beschickt. Es werden ca. 290 ha Ackerland und 80 GV benötigt. Zur Lagerung der Silage sind  $12.500 \text{ m}^3$  vorzusehen. Das Fermentervolumen beträgt auf der Basis der oben dargestellten Annahmen  $2.800 \text{ m}^3$ , das Gärrestelager  $7.000 \text{ m}^3$ .

Diese Biogasanlage wird in der weiteren Untersuchung zu verschiedenen Detailanalysen als **typische Modell-Biogasanlage** angesehen. Da im Laufe der Studie sehr verschiedene Varianten betrachtet werden (dezentrale Gasnutzung/Gasaufbereitung und Einspeisung/Gasaufbereitung als Fahrzeugtreibstoff; Gasaufbereitung per Gaswäsche/Druckwechseladsorption; Gasqualitäten von H-/L-/Zusatzgas; und verschiedene andere Varianten) und sich die Anzahl der Betrachtungspfade um die jeweiligen Variantenanzahl multipliziert, würde sich bei vollständiger Betrachtung aller Varianten eine sehr große, unübersichtliche Biogaspfad-Anzahl ergeben. Aus diesem

Grund wird die NaWaRo-Anlage  $250 \text{ m}^3/\text{h}$  mehrfach stellvertretend für alle Biogasanlagen verwendet.

In der Praxis liegen die Steigerungsraten neuer Biogasanlagen bei NaWaRo-Anlagen im Vergleich zu Gülle-Biogasanlagen derzeit wesentlich höher. Dies lässt darauf schließen, dass im Trend NaWaRo-Anlagen eine höhere Bedeutung erreichen werden. Auch ist man bei der NaWaRo-Anlagenplanung wesentlich unabhängiger vom Viehbestand, was eine weitergehende Erschließung der Potenziale ermöglicht.

In Bezug auf die betrachtete Anlagengröße wird sich im Verlauf dieser Untersuchung zeigen, dass bei kleineren Anlagengrößen wesentlich höhere spezifische Kosten anfallen als bei größeren Biogasanlagen. Die Obergrenze der Biogasanlagen wird durch den logistischen Aufwand insbesondere des Transportes bestimmt. NaWaRo werden selten wirtschaftlich lohnend über mehr als 15 km Entfernung zu transportieren sein. Die mittelgroße NaWaRo-Anlage mit der Biogasproduktion von  $250 \text{ m}^3/\text{h}$  aus Substraten, die auf 290 ha Nutzfläche angebaut werden, ist somit die Anlage, die aufgrund der erwarteten Praxis und aufgrund der wirtschaftlichen Möglichkeiten als Modellanlage am ehesten in Frage kommt.

### 5.2.2.3 NaWaRo-Anlage $500 \text{ m}^3/\text{h}$

Die NaWaRo-Anlage  $500 \text{ m}^3/\text{h}$  benötigt zur Biogasproduktion einen Inputstrom von  $72 \text{ t/d}$  NaWaRo und  $8 \text{ t/d}$  Gülle. Dies entspricht fast 600 ha notwendiger Anbaufläche und 160 GV. Aufgrund der Transportentfernungen der Silage stellt diese Anlage eine Obergrenze aus logistischer Sicht dar. Als Kosubstratlager muss das Fahrсило ca.  $25.000 \text{ m}^3$  fassen können. Das Fermentervolumen von fast  $6000 \text{ m}^3$  wird durch 2 parallel arbeitende Fermenter realisiert. Zur Lagerung der Gärreste müssen  $14.000 \text{ m}^3$  Endlagervolumen bereitgestellt werden.

## 5.2.3 Biogaserzeugung aus Bioabfall

Die Bioabfallanlage ist konzeptionell abweichend im Vergleich zu den typischen ländlichen Biogasanlagen gestaltet. Deshalb erfolgt hier eine ausführlichere Darstellung.

Die gesamte Anlage ist eingehaust und nur über ein Schleusensystem befahrbar oder begehbar, um Gasemissionen zu vermindern. Die Raumluft wird permanent abgesaugt und über einen Biofilter gereinigt. Die benötigten Einsatzstoffe von  $140 \text{ t/d}$  Biotonne-Material werden arbeitstäglich in einen Annahmehunker eingebracht. Dies erfolgt direkt über den



transportierenden LKW. Der Annahmehunker ist zur Aufnahme von zwei Tagen Materialbedarf dimensioniert. Grobe Störstoffe sollten bereits im Bunkerbereich entfernt werden. In der Regel wird das angelieferte Material gleich verarbeitet, um Emissionen zu vermeiden. Die Aufbereitung erfolgt mit hoher Effizienz ohne Handsortierung. Die nach der Aufbereitung anfallende Suspension ist relativ homogen und im Fermenter pump- und rührfähig /2/.

Der Transport aus dem Bunker erfolgt über ein Greif-Kransystem oder ein Förderband. Das Material wird von einer langsam laufenden Schneckenmühle primär zerkleinert. Über einen Magnetscheider werden magnetische Metalle entfernt. Nach einer Behandlung in einer kombinierten Mahl- und Mischmaschine erfolgt die nassmechanische Aufbereitung in einem Löser (z. B. Abfallpulper). Im Pulper wird die Biomasse zerfasert, suspendiert und teilweise gelöst. Nicht abbaubare Stoffe werden abgetrennt. Durch die Zugabe von Prozesswasser wird eine pumpfähige Bioabfallsuspension eingestellt. Es wird kein Frischwasser benötigt, da durch die Verwendung von Prozesswasser und die Teilrückführung des Gärgutes der Trockensubstanzgehalt geregelt werden kann. Nach dem Lösungsvorgang kann über ein Hydrozyklon oder eine Siebtrommel eine Leichtstoff- und eine Sandfraktion getrennt werden. Das vergärbare Material wird den parallel arbeitenden vollaufgemischten Fermentern möglichst kontinuierlich zugeführt. Um eine Gesundheitsgefährdung durch Krankheitserreger zu verhindern wird das gesamte Material in einem Hygienisierungsbehälter, einem Autoklaven, bei 70 °C hygienisiert. Die Hygienisierung kann vor oder nach dem Fermentationsprozess erfolgen. Die hydraulische Verweilzeit im Reaktor beträgt 16 Tage. Dabei werden ca. 50 % der organische Trockensubstanz abgebaut. Das entstehende Gas wird dezentral in einem BHKW genutzt oder der Gasaufbereitung zugeleitet /2/.

Das vergorene Material wird in einer Separationsstufe (z. B. mittels Siebbandpresse, Dekanter oder Vollmantelschnecken zentrifuge) in eine feste und eine flüssige Fraktion getrennt. Der Klarablauf wird teilweise als Prozesswasser wieder verwendet (im Abfallpulper und zur Kompostierung) und teilweise in einer Kläranlage gereinigt und abgeleitet. Die entwässerte Faulsuspension hat einen TS-Gehalt von 30–35 %. Sie hat ein erdiges Aussehen. Die Masse dieser Fraktion enthält ca. 45 % der Eingangsmasse an Bioabfall. Nach Zugabe von Grünabfall als Strukturmaterial wird über eine nachfolgende Rotte Kompost produziert. Vor- und Nachrotte sind jeweils als geschlossene Einheiten auszubilden. Die Verweilzeit

in der Vorrotte beträgt ca. 7–10 Tage, die der Nachrotte ca. 24 Tage. Nach 4-wöchiger belüfteter Intensivrotte ist das Material hygienisch unbedenklich. Vor- und Nachrotte werden kontinuierlich be- und entlüftet. Die Umwälzluft wird über einen Biofilter gereinigt. Der Fertigkompost wird abgesiebt und für maximal 6 Monate gelagert /2/.

Der Flächenbedarf von 20.000 m<sup>3</sup> wird hauptsächlich durch das Kompostlager (10.000 m<sup>3</sup>) und die Rottehalle (5.000 m<sup>3</sup>) bestimmt. Aufgrund der Einhausung sämtlicher Anlagenteile ist sowohl der bauliche Aufwand als auch der Flächenbedarf der Biotonne-Biogasanlage wesentlich höher als bei den zuvor beschriebenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Der Strombedarf liegt bei ca. 450 kW. Bei dezentraler BHKW-Nutzung der Biogasproduktion können über 1.000 kW Strom produziert werden.

#### 5.2.4 Festlegung der möglichen Einspeisegasqualitäten

Im Rahmen dieser Studie werden unter Berücksichtigung des DVGW-Regelwerks und unter Berücksichtigung geeigneter und sinnvoll erscheinender Szenarien hinsichtlich der Gasaufbereitungsprozesse für die Aufbereitung von Biogas aus Vergärungsanlagen folgende vier Einspeisefälle bzw. Gasqualitäten weitergehend betrachtet:

1. Einspeisung von Biogas als Austauschgas mit EG-H Qualität ( $W_{S,N}$  15,0 kWh/Nm<sup>3</sup>, mit Flüssiggaszumischung),
2. Einspeisung von Biogas als Austauschgas mit EG-H Qualität ( $W_{S,N}$  13–14 kWh/Nm<sup>3</sup>, ohne Flüssiggaszumischung),
3. Einspeisung von Biogas als Austauschgas mit EG-L Qualität,
4. Einspeisung als Zusatzgas nach Teilaufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, keine CO<sub>2</sub>-Abtrennung).

Dabei orientiert sich die Auswahl der detaillierter betrachteten Einspeisegasqualitäten nicht nach den real verteilten Gasqualitäten – beispielsweise Erdgas H (GUS) oder Erdgas L (Holland) – sondern nach den Nennwerten der DVGW-Vorschrift G 260 hinsichtlich Wobbe-Index, Brennwert und relative Dichte. Es wird hierbei davon ausgegangen, dass die geforderten Einspeisegasqualitäten lokal und zeitlich unterschiedlich sind und im konkreten Fall immer mit dem jeweiligen Netzbetreiber festgelegt werden müssen; also die gesamte Spannbreite innerhalb der DVGW-Richtlinien abdecken können. Insbesondere der Modellfall 1 stellt hier einen Sonderfall dar: unter bestimmten Rand-



bedingungen (siehe Abrechnung nach DVGW G 685) muss der Brennwert bzw. Wobbe-Index des aufbereiteten Biogases, dass bereits die Spezifikation von Erdgas H erfüllt, mit Flüssigas angepasst werden.

Für die Auswahl, Auslegung und Kostenbetrachtung der Biogaskonditionierung und Aufbereitung müssen die zu erreichenden Einspeisegasqualitäten aber festgelegt werden. Eine Betrachtung aller fünf üblicherweise in Deutschland verteilten Erdgase (Tabelle 5-7) und die entsprechende Einspeisung als Austauschgas oder Zusatzgas (insgesamt dann 12 verschiedene Fälle statt jetzt 7 betrachtete Fälle) würde den Rahmen dieser Studie übersteigen.

Innerhalb dieser Studie wird versucht, mit den drei Fallbeispielen (Aufbereitung von Biogas aus Vergärungsanlagen zu Erdgas in H-, L- oder Zusatzgas-

qualität) hinsichtlich Gaseinspeisequalitäten ein großes Spektrum an möglichen Einspeisesituationen abzudecken. Darunter fällt auch die Einspeisung von teilaufbereitetem Biogas als Zusatzgas, das begrenzt einem Grundgas zugemischt werden kann. Dieses Fallbeispiel ermöglicht eine besonders kostengünstige Biogasaufbereitung und –einspeisung, ist aber nur unter bestimmten Randbedingungen (üblicherweise nur in der HD- oder MD-Netzebene mit entsprechendem Gasdurchsatz) anwendbar.

Des Weiteren stellt der in dieser Studie beschriebene Fall 1 einer Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-Qualität einen Extremfall dar. Die Flüssiggaszugabe wird für solche Einspeisefälle betrachtet, in denen das einzuspeisende Austauschgas absolut netzkonforme Brenneigenschaften aufweisen muss (siehe Ausführungen

Tabelle 5-7: Erdgaseigenschaften – Gaszusammensetzung und brenntechnische Kenndaten [ISIO04]

	Einheit	EG-H (Nordsee)	EG-H (Verbund)	EG-H (GUS)	EG-L (Holland)	EG-L (Verbund)
CO <sub>2</sub>	Vol.-%	1,53	1,18	0,08	1,27	1,22
N <sub>2</sub>	Vol.-%	1,10	4,48	0,81	10,64	10,01
O <sub>2</sub>	Vol.-%	0,00	< 0,01	0,00	0,00	< 0,01
H <sub>2</sub>	Vol.-%	0,00	0,06	0,00	0,00	0,31
CO	Vol.-%	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03
CH <sub>4</sub>	Vol.-%	86,54	87,74	98,31	83,35	84,40
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Vol.-%	8,02	4,86	0,50	3,71	3,14
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Vol.-%	0,00	< 0,01	0,00	0,00	0,01
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Vol.-%	2,06	1,21	0,19	0,70	0,61
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Vol.-%	0,60	0,35	0,08	0,22	0,19
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Vol.-%	0,10	0,07	0,02	0,06	0,04
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Vol.-%	0,05	0,04	0,01	0,05	0,04
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Vol.-%	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	Vol.-%	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	Vol.-%	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
H <sub>s</sub>	kWh/m <sup>3</sup>	11,99	11,16	11,07	10,26	10,23
H <sub>i</sub>	kWh/m <sup>3</sup>	10,85	10,09	9,98	9,27	9,24
Dichte	kg/m <sup>3</sup>	0,84	0,81	0,73	0,83	0,82
rel. Dichte	-	0,65	0,63	0,57	0,64	0,63
W <sub>s</sub>	kWh/m <sup>3</sup>	14,91	14,08	14,72	12,81	12,86
W <sub>i</sub>	kWh/m <sup>3</sup>	13,50	12,73	13,27	11,57	11,61
L <sub>0</sub>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	10,34	9,63	9,54	8,85	8,82



zur DVGW G 685) und die lokal verteilte Netzqualität z. B. den Nennwert des Wobbe-Index aufweist. Die Flüssiggaszugabe erhöht die Biogasaufbereitungskosten erheblich (ca. 0,8 ct/kWh Rohbiogas) und wirft auch einige rechtliche Fragen (EEG) auf.

Ob eine Flüssiggaszugabe notwendig ist, ist von Fall zu Fall unterschiedlich. Aufbereitetes und gereinigtes Biogas (Modellfall 2) mit einem Methangehalt von ca. 97 Vol.-% (CO<sub>2</sub>-Abtrennung von 96 %) erfüllt sehr wohl die Erdgas-H-Spezifikation der DVGW-Richtlinie G 260, kann aber trotzdem in einigen GvU-Versorgungsgebieten noch unterhalb der spezifizierten Anforderungen hinsichtlich einer Einspeisung bleiben. Eine Alternative zur Brennwertanhebung mit Flüssiggas wäre noch die Einspeisung des auf Erdgas-H aufbereiteten Biogases als Zusatzgas.

Für den Fall 1 bleibt noch zu bemerken, dass technisch die Brennwertanhebung kein Problem darstellt, sondern vielmehr ein gängiges Verfahren der BrennwertEinstellung in der Gasversorgungswirtschaft ist. Allerdings sieht die DVGW-Richtlinie G 260 nur eine zeitlich beschränkte Zugabe von Flüssiggas zur Vermeidung von Versorgungsengpässen oder zur Spitzenlastabdeckung (Peak shaving gas) vor.

Ähnliches gilt für das dritte Fallbeispiel – die Aufbereitung des Biogases auf Erdgas-L-Qualität. Im Rahmen dieser Studie erfolgt im Fall 3 eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung von ca. 88,6 % und nachfolgend eine

Zugabe von Luft von ca. 5,4 %. Um die brenntechnischen Kenndaten einzuhalten, würde eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung von 87,5 %<sup>1</sup> völlig genügen. Allerdings fordert die DVGW-Richtlinie G 260, dass eingespeistes Austauschgas maximal 6 Vol.-% Kohlendioxid enthält. Auch hier wäre aber alternativ unter Weglassung der Luftzudosierung eine Einspeisung als Zusatzgas möglich.

Anhand der zu betrachtenden Gaseinspeisefälle wird nachfolgend von folgenden Zusammensetzungen und technisch notwendigen Verfahrensschritten ausgegangen (Tabelle 5-8). Die Werte beziehen sich auf die Gasaufbereitungsschritte einer NaWaRo-Biogasanlage mit DWW Aufbereitungsverfahren.

Die Beschreibung und Entwicklung geeigneter Modellfälle zur Aufbereitung von Biogas zu synthetischem Erdgas orientiert sich in erster Linie an den sehr unterschiedlichen Verfahrensprinzipien – der maßgebliche und kostenentscheidende Verfahrensschritt ist die CO<sub>2</sub>-Abtrennung – und in zweiter Linie an den dabei erreichbaren Gaseinspeisequalitäten. Für die Beschreibung der Modellfälle werden weitestgehend die technischen Beschreibungen geeigneter Anbieter zugrunde gelegt.

Von einer Ausnahme abgesehen, kann in fast allen Fällen davon ausgegangen werden, dass die Verfahrensketten auf alle zu betrachtenden Volumenströme (50, 250 und 500 m<sup>3</sup>/h) übertragbar sind. Die einzige Aus-



Tabelle 5-8: Kenndaten der betrachteten Gaseinspeisefälle (ZG – Zusatzgas, EG – Erdgas)

Fall	Einspeise-gasqualität	Notwendige Aufbereitungsschritte	Gaszusammen-setzung	brenntechnische Kenndaten		
				WS [kWh/m <sup>3</sup> ]	d	HS [kWh/m <sup>3</sup> ]
1	EG-H	CO <sub>2</sub> -Abtrennung (97,1 %) <sup>a</sup> , Entschwefelung, Trocknung, LPG-Zugabe (6,1 %) <sup>b</sup>	1,45 % CO <sub>2</sub> 92,8 % CH <sub>4</sub> 5,75 % LPG	15,00	0,63	11,91
2	EG-H	CO <sub>2</sub> -Abtrennung (97,1 %) <sup>a</sup> , Entschwefelung, Trocknung,	2,15 % CO <sub>2</sub> 97,8 % CH <sub>4</sub>	14,23	0,58	10,82
3	EG-L	CO <sub>2</sub> -Abtrennung (88,6 %), Entschwefelung, Trocknung, Luftzugabe (5,4 %)	5,58 % CO <sub>2</sub> 89,3 % CH <sub>4</sub> 4,00 % N <sub>2</sub> 1,12 % O <sub>2</sub>	12,41	0,63	9,88
4	ZG	Entschwefelung, Trocknung	35,35 % CO <sub>2</sub> 64,6 % CH <sub>4</sub>	7,53	0,90	7,15

a. Die Werte in den Klammern sind als Minimalwerte zu verstehen und beziehen sich auf die Zusammensetzung des Rohgases bzw. auf Zusammensetzungen innerhalb der Gasaufbereitung.  
b. Die Karburierung (Brennwertanhebung) erfolgt mit Flüssiggas der Zusammensetzung 95 % Propan und 5 % Butan.

1. Fraunhofer Umsicht; Hr. Urban

nahme stellt nach derzeitigem Wissensstand die Biogasgrobentschwefelung mit Hilfe eines Bio-Wäschers dar, der für kleine Volumenströme unterhalb 100 m<sup>3</sup>/h nicht angewendet wird. Grundsätzlich sind bei der Biogasaufbereitung zu Erdgassubstitut vier wesentliche Verfahrensschritte notwendig:

- Biogasentschwefelung (Grob-, und falls notwendig, Feinentschwefelung),
- Biogasverdichtung (eventuell mehrstufig),
- Biogastrocknung,
- CO<sub>2</sub>-Abtrennung.

Einzig mit dem Verfahren der Druckwasserwäsche kann der Schritt der Entschwefelung und der CO<sub>2</sub>-Abtrennung zusammengefasst werden und simultan erfolgen, allerdings ist bei diesem Verfahren auch eine Nachbehandlung des Abgasstroms nach dem Stripper notwendig.

Bei der näheren Betrachtung der einzelnen Modellfälle wird in allen Fällen folgende Rohbiogaszusammensetzung zu Grunde gelegt: 57 % CH<sub>4</sub>, 39,7 % CO<sub>2</sub>, 3,1 % H<sub>2</sub>O (100 % r. F.) und weniger als 0,01 % Luft (O<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>). Schwefelwasserstoff wird mit 0,2 % H<sub>2</sub>S (2.000 ppmv bzw. 3.034 mg/Nm<sup>3</sup>) im Rohbiogas berücksichtigt. Andere eventuell in Biogasen vorkommende Minor Komponenten wie Ammoniak, Toluol, Siloxane, Chlor und Fluor liegen üblicherweise unterhalb der Nachweisgrenze von 0,1 mg/Nm<sup>3</sup> und werden für die Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt. Gleiches gilt auch für den eventuellen Gehalt an Merkaptanen.

Als geeignete Aufbereitungsverfahren werden im Rahmen dieser Studie modellhaft zwei verschiedene CO<sub>2</sub>-Abtrennungsverfahren einschliesslich aller notwendigen vor- bzw. nachgelagerten Verfahrensstufen näher erläutert: die Druckwechseladsorption (PSA) und die Druckwasserwäsche (DWW). Mit beiden Verfahren kann sowohl Erdgas-H, als auch Erdgas-L-Qualität erreicht werden. Die verschiedenen Produktgasqualitäten sind durch eine entsprechende Anpassung der Prozessparameter – Druck, Verweilzeit und Temperatur – einstellbar. Da Erdgas-H in Deutschland die verbreitete Lieferqualität darstellt und im Rahmen dieser Studie nur exemplarische Einspeisequalitäten (Einstellung der brenntechnischen Kenndaten auf die Nennwerte der DVGW-Richtlinie G 260) behandelt werden können, wird auf eine eigene technische Darstellung der Aufbereitungsverfahren für Erdgas-L verzichtet und nur auf Besonderheiten oder Abweichungen hingewiesen. An dieser Stelle sollte noch bemerkt werden, dass für den konkreten Fall der Errichtung einer Biogasaufbereitungsanlage das Verfahren immer neu an die jeweiligen

Gegebenheiten (Biogaszusammensetzung, Erdgaszusammensetzung am Einspeisepunkt) anzupassen ist.

In dieser Studie wurden drei Einspeisegasqualitäten für Biogase aus fermentativen Prozessen festgelegt: zwei Austauschgasqualitäten (Erdgas-H und Erdgas-L, die gemeinsam betrachtet werden) und ein Zusatzgas. Daraus folgend werden modellhaft drei geeignete Biogasaufbereitungsverfahren eingehender betrachtet und erläutert:

**Modellfall 1:** Biogasaufbereitung zu Erdgas-H bzw. Erdgas-L mittels Druckwechseladsorption

**Modellfall 2:** Biogasaufbereitung zu Erdgas-H bzw. Erdgas-L mittels Druckwasserwäsche

**Modellfall 3:** Biogasaufbereitung zu Zusatzgas nach Teilaufbereitung.

#### 5.2.4.1 Modellfall 1: Biogasaufbereitung zu Erdgas-H bzw. Erdgas-L mittels Druckwechseladsorption (PSA)

Bei Einsatz einer Druckwechseladsorption ist das Biogas vor der CO<sub>2</sub>-Abtrennung zu entschwefeln, zu verdichten und zu trocknen. Schwefelwasserstoff, Wasser und eventuell andere Minor Komponenten würden sonst auf den Kohlenstoffmolekularsieben adsorbieren und die Trennleistung der Druckwechseladsorption dauerhaft beeinträchtigen bzw. gänzlich zum Erliegen bringen. Vor Eintritt in die PSA sind folgende Grenzwerte einzuhalten: Schwefelwasserstoff maximal 5 mg/m<sup>3</sup> und Wasser maximal 0,2 g/m<sup>3</sup> bzw. 0,15 Vol.-%.

Die Schwefelwasserstoffentfernung sollte zweistufig erfolgen, da der Schwefelgehalt im Rohbiogas zu hoch für eine rein adsorptive Abtrennung mit imprägnierter Aktivkohle (z. B. Kaliumjodid) oder Zinkoxid und damit unwirtschaftlich ist. Die Grobentschwefelung des Biogases kann bei Volumenströmen ab 200 m<sup>3</sup>/h in einem Bio-Wäscher mit separater Regenerierung des Absorptionsmittels erfolgen.

An dieser Stelle ist die Entscheidung zu treffen, ob auf sauerstoffverbrauchende Entschwefelungsverfahren (Luft eintrag) zurückgegriffen werden soll oder nicht. In den Fällen, in denen nicht der Nenn-Wobbe-Index von 15,0 kWh/m<sup>3</sup> (Erdgas-H-Qualität, W<sub>S,N</sub>-Spanne von 12,8 bis 15,7 kWh/m<sup>3</sup>, vergleiche DVGW G 260, Tabelle 3) erreicht werden muss oder lediglich auf Erdgas-L-Qualität aufbereitet werden soll, ist der Eintrag von Luft bzw. Stickstoff in das Biogas vertretbar. In diesen Fällen ist eine Grobentschwefelung mit einer Biologischen Tropfkörperanlage mit



integrierter Regenerierung sowie eine Feinentschwefelung mit kaliumjodierter Aktivkohle gut möglich.

Bei kleinen Biogasvolumenströmen unterhalb  $200 \text{ m}^3/\text{h}$  müssen entweder andere Grobentschwefelungsverfahren angewandt, auf eine Grobentschwefelung verzichtet oder die Einspeisequalität abgemindert werden. Allgemein kann jedoch gelten, dass eine rein adsorptive Schwefelwasserstoffabtrennung bei  $\text{H}_2\text{S}$ -Belastungen größer  $500 \text{ ppmv}$  im Biogas nicht mehr wirtschaftlich ist; eine Grobentschwefelung also unbedingt erfolgen sollte.

Prinzipiell als Grobentschwefelungsverfahren für kleine Volumenströme denkbar, ist zwischen der in der Praxis vielfach angewendeten im Fermenter integrierten biologischen Entschwefelung, der Sulfidfällung und der Schwefelwasserstoffabtrennung mit Eisenoxiden zu wählen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die interne biologische Entschwefelung als auch die  $\text{H}_2\text{S}$ -Abtrennung mit Eisenoxiden Luft als Edukt benötigt und dadurch eine nicht unerhebliche Inertfraktion (5–8 Vol.-%) in den Prozess eingetragen wird. Diese Verfahren können daher höchstens zur Biogasaufbereitung auf Erdgas-L-Qualität angewandt werden, wobei der maximal zulässige Sauerstoffanteil von 3 bzw. 0,5 % (feuchtes Erdgasnetz) im Austauschgas einzuhalten ist. Bei einem Sauerstoffeintrag in das Biogas muss unter Umständen am Ende der Verfahrenskette noch eine katalytische Sauerstoffentfernung erfolgen, um die DVGW-Grenzwerte für Sauerstoff einzuhalten. Des Weiteren verbleibt auch nach einer vollständigen Biogasaufbereitung eine nennenswerte Stickstofffraktion im SNG, die wiederum eine erhöhte Flüssiggaszugabe zur Brennwertanpassung (auf Erdgas-H-Qualität) nötig machen würde. Alternativ dazu sollte bei kleinen Biogasvolumenströmen die Möglichkeit der Zusatzgaseinspeisung – also die Mischung von Grundgas mit dem (teil-)aufbereiteten Biogas, dass noch nicht die DVGW-Richtlinien erfüllt – betrachtet werden. Bei konkreten Planungen sollte zwischen den eben diskutierten Randbedingungen iteriert und das betriebswirtschaftliche Optimum entsprechend berechnet werden.

Für die weitere Betrachtung an dieser Stelle wird für Volumenströme ab  $200 \text{ m}^3/\text{h}$  bei der Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgas-H-Qualität auf einen Biowäscher mit externer Regenerierung (Grobentschwefelungsverfahren) und eine mit Kaliumpermanganat imprägnierte Aktivkohleschüttung (adsorptive Feinentschwefelung) zurückgegriffen. Am Austritt des Biowäschers wird – aufgrund der relativ niedrigen  $\text{H}_2\text{S}$ -Belastung des Rohbiogases – mit einer durch-

schnittlichen  $\text{H}_2\text{S}$ -Austrittskonzentration von  $50 \text{ ppmv}$  als sicher erreichbar kalkuliert. Die Aktivkohleschüttung wird hinter dem Biogasverdichter angeordnet, um die Temperaturdifferenz bei der Biogaserwärmung zu minimieren; mit  $\text{KMnO}_4$ -Aktivkohle werden Endreinheiten unterhalb  $5 \text{ mg}/\text{m}^3$  sicher garantiert. Für den Fall kleiner Volumenströme ( $50 \text{ m}^3/\text{h}$ ) wird die Sulfidfällung als Grobentschwefelungsverfahren und eine  $\text{KMnO}_4$ -Aktivkohleschüttung als Feinentschwefelungsverfahren ausgewählt.

**Verdichtung.** Das entschwefelte, aber noch feuchte Biogas wird nun auf den erforderlichen Betriebsdruck der Druckwechseladsorption von ca. 6–10 bar verdichtet. Gleichzeitig erwärmt sich das Biogas von 25–35 °C auf 60–90 °C. Aufgrund des steigenden Wasserdampf-sättigungspartialdrucks kann direkt hinter dem Verdichter bereits eine Teiltrocknung (Kondensatabscheider) erfolgen. Das Biogas wird danach feinent Schwefelt.

Eine Gastrocknung ist sowohl durch Kältetrocknung als auch mit einer adsorptiven Trocknung mit Aktivkohle oder Kohlenstoffmolekularsieben möglich. Stand der Technik für kleinere Volumenströme und vom Lieferanten vorgeschlagen, wird die Kältetrocknung mit einem Kaltwassersatz als Kühlmedium ausgewählt. Dabei wird das Biogas auf 10 °C abgekühlt und Wasserdampf bis auf einen Restgehalt kleiner 0,15 Vol.-% (0,12 % bei 10 bar bis 0,145 % bei 8,5 bar) vom Gasstrom abgetrennt.

Das Biogas wird nun in die eigentliche Druckwechseladsorption geleitet, wobei die einzelnen Adsorber durch Umschaltung wechselseitig durchströmt werden. Das Produktgas mit einer Methankonzentration von mindestens 96 % fällt druckseitig an.

Zum Schutz der Molekularsieve in der PSA ist ein Aktivkohle-Vorfilter zur Adsorption von eventuell im Gas enthaltenen Öltröpfchen (Verdichter) oder weiteren Minorkomponenten wie höheren Kohlenwasserstoffen oder Siloxanen installiert. Dieser ist je nach konkreten Gegebenheiten gemeinsam mit den Molekularsieven (Wechselintervall nicht bekannt, grundsätzlich aber abhängig von Biogasschadstoffbelastung bzw. Abscheideeffizienz vorhergehender Reinigungsstufen) oder in kürzeren Zyklen auszutauschen. Für den betrachteten Fall ist der Vorfilter nur gemeinsam mit den Molekularsieven in der PSA auszutauschen, da unterstellt wird, dass im Rohbiogas keine weiteren Minorkomponenten außer  $\text{H}_2\text{S}$  enthalten sind.

Bei der Biogasaufbereitung zu Erdgas L ist die biologische Entschwefelung Mittel der Wahl, da durch den Lufteintrag die brenntechnisch geforderten Kennwerte wie Wobbe-Index bzw. Brennwert eingestellt



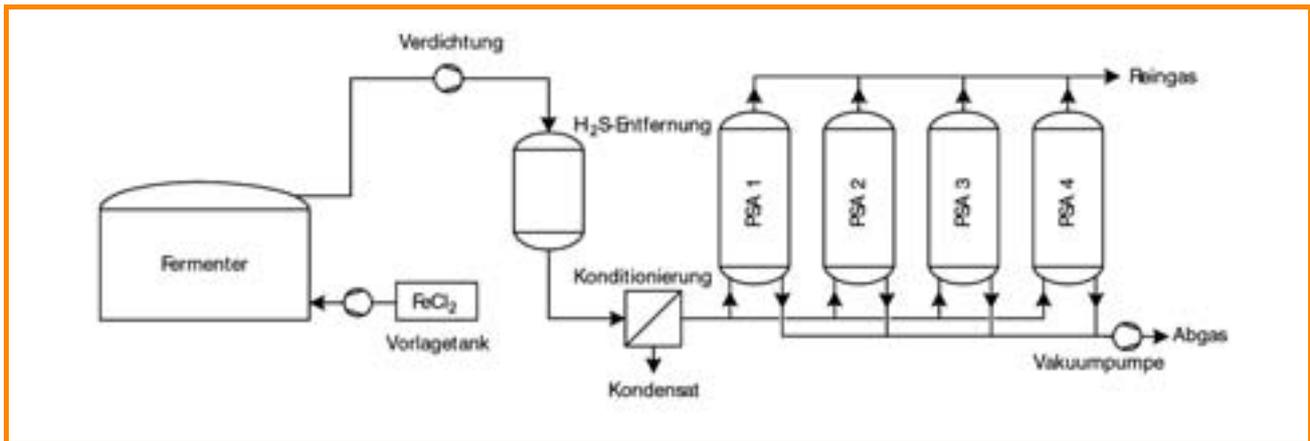


Abb. 5-2: Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-/Erdgas-L-Qualität mit PSA für kleine Volumenströme ( $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$ )

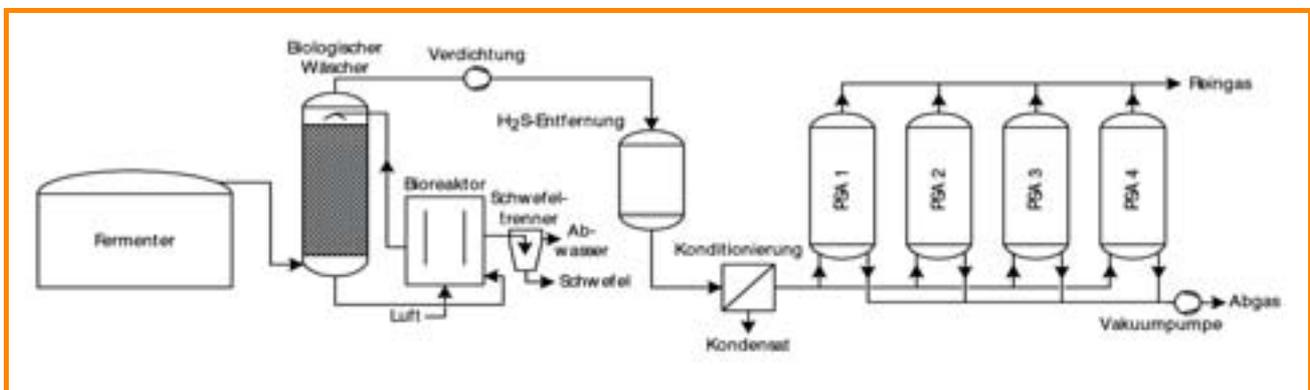


Abb. 5-3: Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-/Erdgas-L-Qualität mit PSA für größere Volumenströme ( $250$  und  $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ )

werden können. Allerdings bedingt diese Art der Gaskonditionierung eine relativ gute Anlagensteuerung, die erst bei größeren Anlagen wirtschaftlich darstellbar ist.

Bei der Biogasaufbereitung auf Erdgas H Qualität ist die biologische Entschwefelung wegen des Eintrags von Luft sicher nicht das geeignete Verfahren zur  $\text{H}_2\text{S}$ -Entfernung. Technisch wäre eine Vorverdichtung sinnvoll, da hohe Drücke die Adsorption der Schadstoffe begünstigt und durch eine Gasverdichtung eine Vorabscheidung von Wasser möglich ist.

#### 5.2.4.2 Modellfall 2: Biogasaufbereitung zu Erdgas-H bzw. Erdgas-L mittels Druckwasserwäsche (DWW)

Für den Einsatz einer Druckwasserwäsche werden keine besonderen Anforderungen an das Rohbiogas vor Eintritt in das Verfahren gestellt wie bei einer Druckwechseladsorption. Eine vorherige Grobentschwefelung oder Gastrocknung muss nicht erfolgen.

Lediglich eine Kiesschüttung (oder andere koaleszierende Elemente) zur Abscheidung eventuell aus dem Fermenter mitgerissener Wassertröpfchen bzw. Nebel wird vom Lieferanten der Druckwasserwäsche empfohlen. Im konkreten Fall ist eine Kiesschüttung am Eingang der Druckwasserwäsche angeordnet. Dessen Kondensatsammelgefäß dient gleichzeitig auch zur Sammlung des Kondenswassers bei der Verdichtung (Nachkühler) und bei der Regenerierung der Gastrocknung nach dem Absorber.

Das Rohbiogas muss bei einer Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-Qualität auf einen Arbeitsdruck der Washkolonne von ca. 9 bar Gesamtdruck gebracht werden. Die Verdichtung erfolgt zweistufig mit einem Hubkolbenverdichter mit Zwischen- und Nachkühlung (wassergekühlter Doppelrohrwärmeübertrager). Das entstandene Kondensat wird in einem Kondensatabscheider abgeschieden.

Im Absorber – ausgeführt als Füllkörperkolonne – erfolgt die Absorption von Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid im Gegenstrom. Das Rohbiogas tritt am



Sumpf in den Absorber ein und das gewaschene Produktgas verlässt die Säule am Kopf. Die maximal wirtschaftlich vertretbare Abtrennleistung beträgt für CO<sub>2</sub> ca. 96 %; bei höheren Betriebsdrücken bzw. Verweilzeiten im Absorber steigen die Methanverluste auf ein zu hohes Niveau. Bei einer entsprechenden Auslegung des Druckwasserwäscheverfahrens werden gleichbleibende Austrittskonzentrationen auch bei schwankenden CO<sub>2</sub>- bzw. H<sub>2</sub>S-Partialdrücken bzw. wechselnden CO<sub>2</sub>- bzw. H<sub>2</sub>S-Belastungen in einem weiten Bereich eingehalten.

Die Löslichkeit von CO<sub>2</sub>- bzw. H<sub>2</sub>S ist von der Temperatur des Waschwassers und dem Arbeitsdruck des Absorbers abhängig. Für eine Steigerung (Absenkung) der gewünschten CO<sub>2</sub>-Abtrennleistung oder des Gasdurchsatzes muss entsprechend der Betriebsdruck erhöht (abgesenkt) oder auch die Temperatur des Waschwassers abgesenkt (keine Absorberkühlung) werden. Die kleinste lieferbare Druckwasserwäsche (ohne Absorberkühlung, Temperatur Wasser) hat bei einem Absorberbetriebsdruck von 9 bar Gesamtdruck einen Gasdurchsatz von 50 bis 100 Nm<sup>3</sup>/h. Bei Kühlung des Waschwassers auf 5 °C werden Gasdurchsätze bis 150 Nm<sup>3</sup>/h möglich (Erdgas-H).

Das aufbereitete Gas durchströmt nach der Druckwasserwäsche eine Gastrocknungsanlage (Druckwechseladsorption mit Molekularsieb als Sorbens) zur

Taupunkteinstellung. Die Regenerierung des Sorbens erfolgt durch Druckabsenkung des Adsorbers und durch eine Spülung des darüber hinaus auch noch beheizten Behälters. Bei einer Gastrocknung mit Molekularsieben werden Taupunkttemperaturen bis – 70 °C bei Umgebungsdruck sicher erreicht. Hinter der Gastrocknung ist ein Rückschlagventil angeordnet, um einen konstanten Arbeitsdruck in der Anlage zu gewährleisten.

Das beladene Waschwasser wird vom Sumpf der Kolonne in eine zweistufige Regenerierungseinheit gepumpt. In der ersten Kolonne wird die beladene Waschflüssigkeit auf den Zwischendruck (3 bar Gesamtdruck) zwischen den Biogasverdichtern teilentspannt. Die desorbierende Gasphase, bestehend aus CO<sub>2</sub>-reichem Methangas, strömt zurück zum Verdichter und wird wieder auf 9 bar Gesamtdruck verdichtet und der Druckwasserwäsche zugeführt. Rückschlagventile und ein Wasserniveau im Sumpf des Entspannungstanks sorgen für konstante Arbeitsdrücke. Das restliche Waschwasser wird einem Stripper zugeführt und vollständig auf Umgebungsdruck entspannt. Der Stripper ist wie der Absorber als Tropfkörperkolonne ausgeführt und wird zusätzlich von Luft durchspült. Das Abgas enthält ca. 0,1 Vol.-% H<sub>2</sub>S und 30 Vol.-% CO<sub>2</sub> (Rest Luft). Aufgrund des

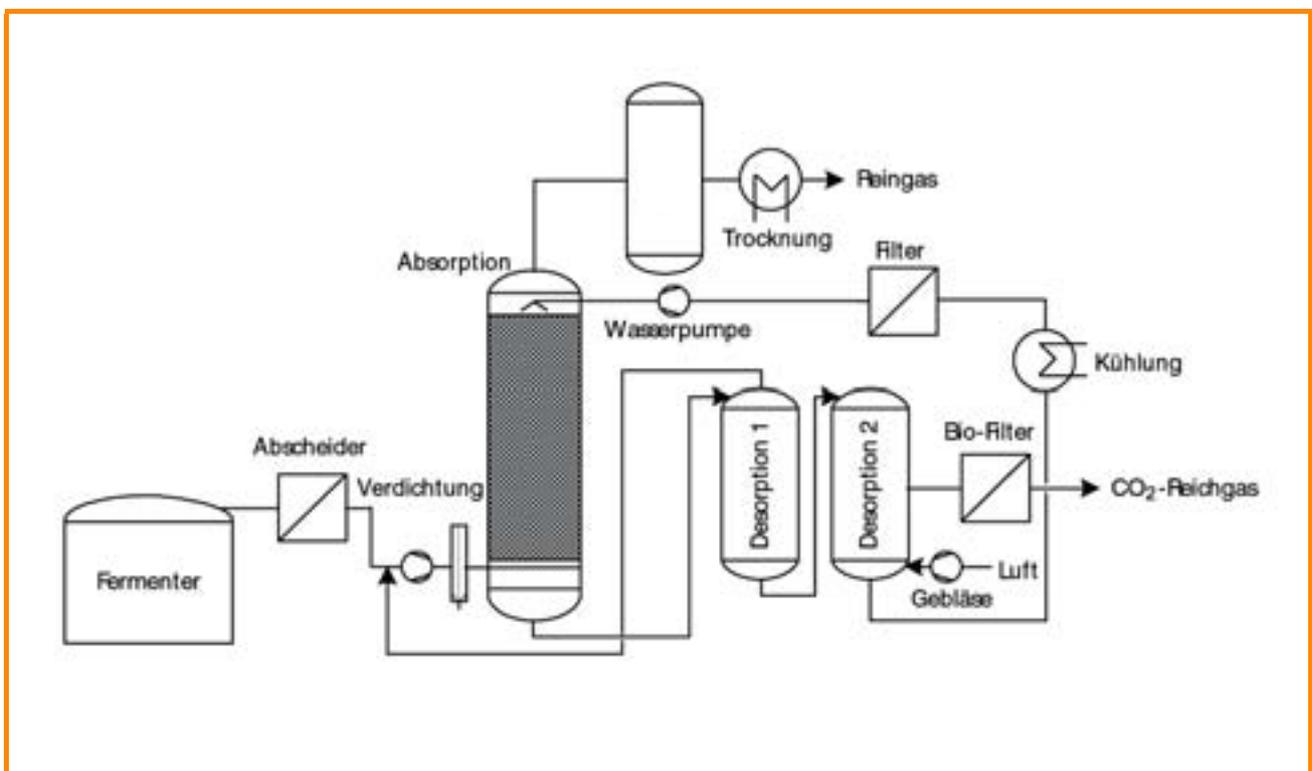


Abb. 5-4: Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-H-Qualität mit DWW für alle Volumenströme

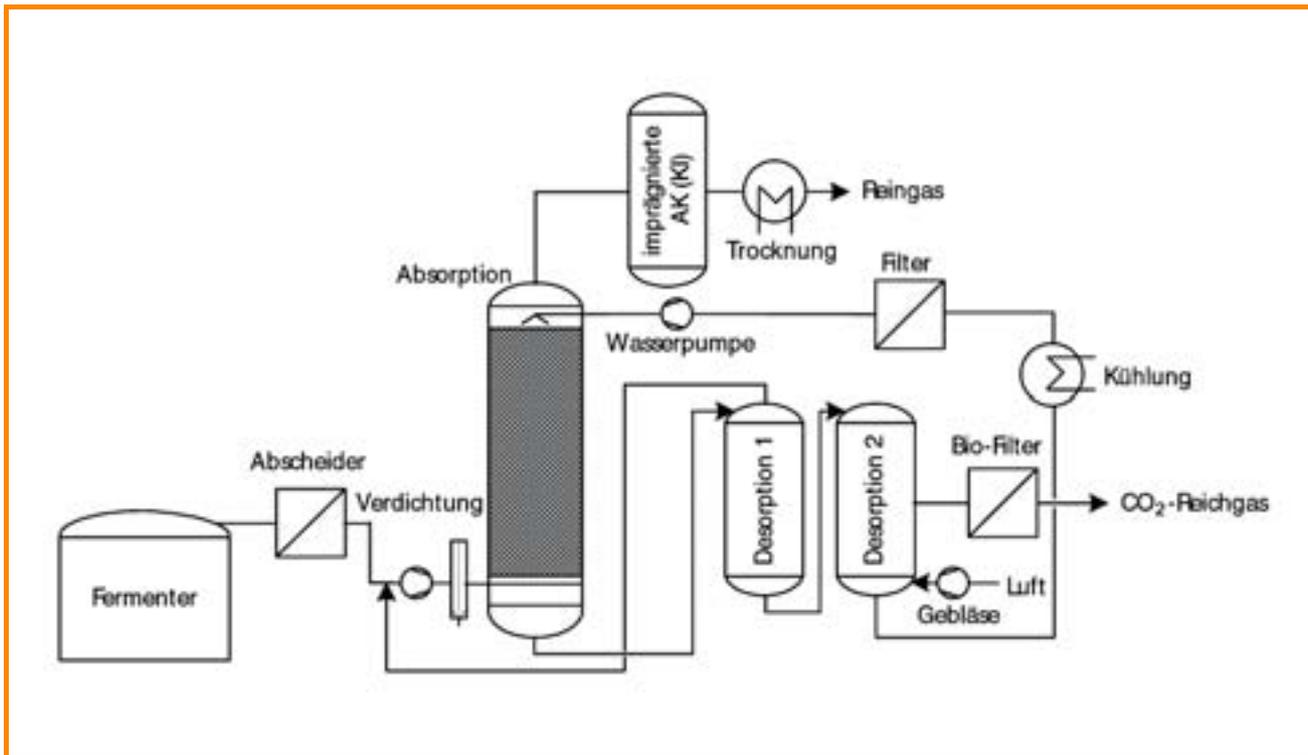


Abb. 5-5: Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Erdgas-L-Qualität mit DWW für alle Volumenströme

hohen  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehaltes ist eine Nachbehandlung notwendig. Im konkreten Fall wird ein biologischer Filter benutzt. Das regenerierte Waschwasser wird wieder dem Kopf des Absorbers zugeführt. Um ein konstantes pH-Niveau zu halten, muss kontinuierlich Frischwasser nachgespeist und gebrauchtes Waschwasser ausgeschleust werden.

Für den eventuellen Fall sehr hoher  $\text{H}_2\text{S}$ -Stoßbelastungen im Rohbiogas von deutlich mehr als 10.000 ppmv, kann optional nach dem Absorber eine Feinentschwefelung vorgesehen werden, damit der vorgeschriebene maximal zulässige Grenzwert von  $5 \text{ mg/m}^3$  auch sicher unterschritten wird. Bei einer Aufbereitung zu Erdgas-H-Qualität sollten nur Feinentschwefelungsverfahren angewandt werden, die keinen Sauerstoff benötigen oder die Sorbensregenerierung separat möglich ist. Infrage kommen hier mit Kaliumpermanganat oder Kaliumjodid imprägnierte Aktivkohlen (Wechselschaltung mit separater Regenerierung). Ein weiterer Wäscher und ebenso auch eine Biologische Grobentschwefelung vor der Druckwasserwäsche erscheinen hierfür nicht wirtschaftlich. Bei einer Biogasaufbereitung zu Erdgas-L-Qualität ist auch eine definierte Luftzugabe und der Einsatz von Kaliumjodierter Aktivkohle für eine Feinentschwefelung möglich.

In Fällen kontinuierlich anfallender hoher  $\text{H}_2\text{S}$ -Gehalte größer 10.000 ppmv ist eine nach dem

Absorber angeordnete Feinentschwefelung nicht sinnvoll. Stattdessen sollte der Prozess der Druckwasserwäsche selbst überdacht werden, inwieweit dieser an erhöhte Schwefelwasserstoffmengen angepasst werden kann. Vorstellbar wäre hier zum Beispiel eine Anpassung des Waschwasserdurchsatzes, der jedoch begrenzt ist durch eine mögliche Flutung der Kolonne. Eine weitere Möglichkeit ergibt sich durch Erhöhung der Absorberkolonne an sich, was dann aber mit immensen Mehrkosten verbunden ist. Hier wird ersichtlich, dass bei der Auslegung der Druckwasserwäsche großes Augenmerk auf die schwankenden  $\text{H}_2\text{S}$ -Belastungen im Rohbiogas zu legen ist.

#### 5.2.4.3 Modellfall 3: Biogasaufbereitung zu Zusatzgas (Teilaufbereitung, nur Entschwefelung, Trocknung, keine $\text{CO}_2$ -Abtrennung)

Die Biogasaufbereitung zu Zusatzgas ist im Vergleich zu den Modellfällen 1 und 2 deutlich einfacher. Das Biogas muss bis auf einen Restgehalt von weniger als  $5 \text{ mg/Nm}^3$  entschwefelt, auf die geforderte Taupunkttemperatur in Abhängigkeit des Leitungsdrucks getrocknet und auf den Leitungsdruck am Einspeisepunkt verdichtet werden. Die jeweilige Taupunkttemperatur ist konkret mit dem zuständigen Gasversorgungsunternehmen abzusprechen.



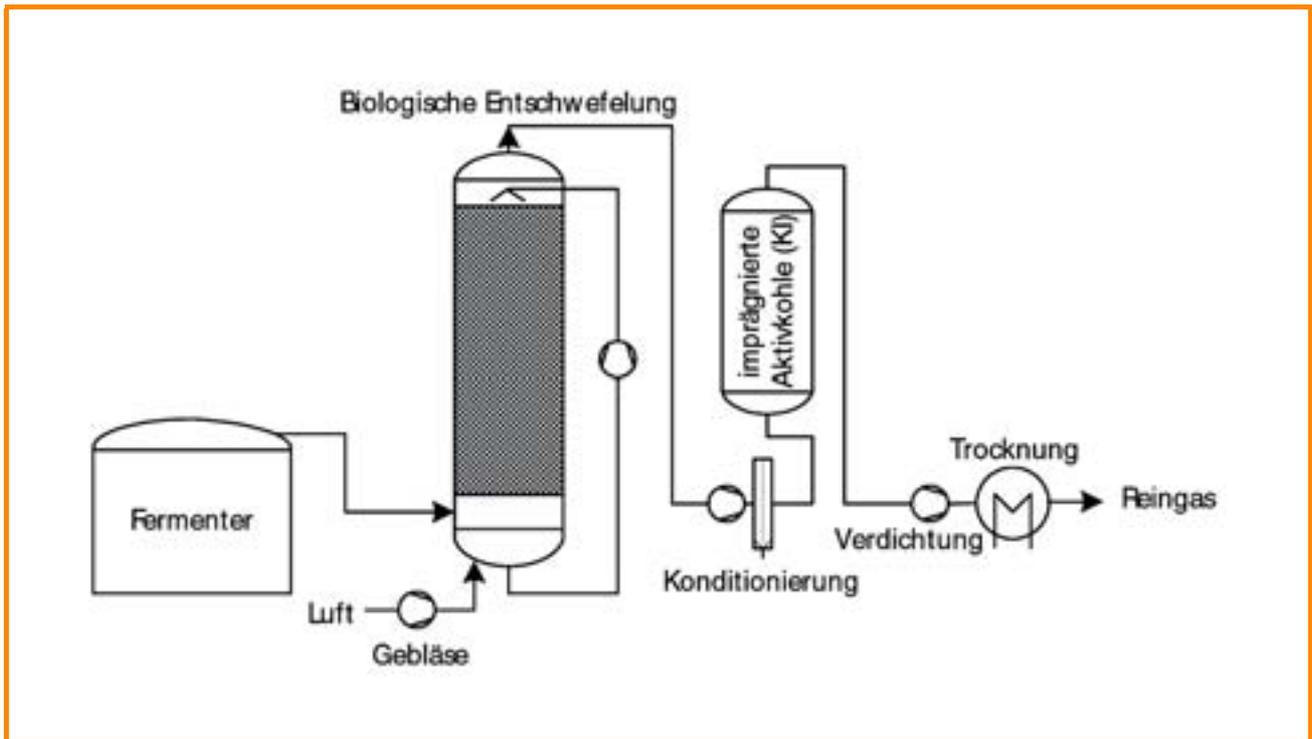


Abb. 5-6: Verfahrensschema zur Biogasaufbereitung zu Zusatzgas-Qualität für alle Volumenströme

Die Entschwefelung des Robiogases erfolgt aus wirtschaftlichen Gründen zweistufig. Zur Grobentschwefelung wird eine biologische Entschwefelung mit integrierter Regenerierung und zur Feinentschwefelung eine mit Kaliumjodid imprägnierte Aktivkohle gewählt. Vor der biologischen Grobentschwefelung erfolgt der Eintrag von Luft mittels Gebläse, dass über eine  $O_2$ -Konzentrationsmessung am Austritt der Tropfkörperanlage mengengeregelt wird. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Sauerstoffkonzentration am Austritt 1,5 Vol.-% nicht übersteigt und nicht unnötig viel Luft in das Biogas eingetragen wird. Bei einer Rohgaskonzentration von 2.000 ppmv werden am Austritt der Tropfkörperanlage  $H_2S$ -Restkonzentrationen kleiner 250 ppmv sicher erreicht. Zur Auslegung der nachfolgenden Feinentschwefelung wird eine Restkonzentration von 250 ppmv zugrunde gelegt.

Für eine Feinentschwefelung mit Kaliumjodid imprägnierter Aktivkohle sind eine relative Feuchte von 60 bis 80 % und Gastemperaturen um 50–80 °C optimal. Zur Gasentfeuchtung muss entweder ein Teil

des Wasserdampfes im Biogas durch Gaskühlung auskondensiert und in einem Kondensatabscheider vom Gasstrom abgetrennt oder das Gas um ca. 5 K erwärmt werden.

Mit der Feinentschwefelung werden Reingaskonzentrationen hinsichtlich Schwefelwasserstoff von weniger als  $5 \text{ mg/m}^3$  sicher gestellt. Das entschwefelte Biogas wird nach der Entschwefelung auf den Einspeisedruck verdichtet und danach getrocknet.

Bei der Verdichtung kondensiert bereits ein Teil des Wasserdampfes. Für die Gastrocknung stehen als geeignete Verfahren die Kältetrocknung oder eine Druckwechseladsorption mit Molekularsieben zur Verfügung. Eine Kältetrocknung bietet sich an, wenn nur Taupunkttemperaturen von 3–6 °C bei Einspeisedruck benötigt werden. Falls deutlich geringere Taupunkttemperaturen von beispielsweise –50 °C bei 3 bar Gesamtdruck erreicht werden müssen, ist die Druckwechseladsorption mit Molekularsieben zu favorisieren.

# Wirtschaftliche Analyse und Bewertung



Essentielle Voraussetzung für die vergleichende Bewertung der betrachteten Biomassenutzungspfade ist deren ökonomische Analyse. Sie stellt die Basis für die Gewährleistung der Praxisnähe der gesamten Studie dar. Vorwiegend die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Nutzungspfade bestimmen die reale Nutzung der vorhandenen Biomassepotenziale.

## 6.1 Methodik

Der Begriff Kosten umfasst den mit Ausgaben verbundenen wertmäßigen Verbrauch von Gütern und Dienstleistungen während eines Betrachtungszeitraumes. Sie werden nach der Kostenberechnung auf verschiedene Vergleichskennziffern umgelegt. Durch den Bezug der Kosten auf die kWh produzierte Energie wird die Vergleichsmöglichkeit verschiedener Alternativ-Nutzungspfade gegeben.

Für die definierten Anlagen wird deren Nutzungsdauer als Betrachtungszeitraum zu Grunde gelegt. Die Nutzungsdauer der verschiedenen Anlagen richtet sich nach der VDI-Richtlinie 2067 /58/ und den AFA-Tabellen für Land- und Forstwirtschaft, sowie Energie- und Wasserversorgung. In der VDI-Richtlinie finden sich Angaben über die Nutzungsdauer von Heizungsanlagen und BHKW, in den AFA-Tabellen über Biogasanlagen und Heizkraftwerke /57/.

Die Darstellung der Kosten erfolgt über die Vollkosten. Es gibt bei der Zuordnung von Produktionskosten, hier der Energieerzeugung, zwei Möglichkeiten der Kostenbetrachtung /15/.

- **Vollkosten** sind die gesamten anfallenden Kosten bei der Produktion eines Gutes. Es werden sowohl die fixen als auch die variablen Kosten einbezogen. So können die wirklich anfallenden Kosten auf die Energieerzeugung umgelegt werden.
- **Teilkosten** bedeutet eine Trennung von fixen und variablen Kosten. Es werden zuerst nur die varia-

blen Kosten betrachtet. Dies dient als Entscheidungshilfe bei der Auslegung von zusätzlichen Produktionskapazitäten, wenn die Fixkosten schon durch andere Produkte gedeckt werden. Bei der Energieerzeugung spielt das keine Rolle, da hier nur eine bestimmte Energie produziert wird und sich diese im Normalfall nicht variieren lässt.

Eine Unterteilung der Kosten erfolgt nach VDI 2067 /58/ in:

- Verbrauchsgebundene Kosten (z. B. Brennstoffe, Substrate, Hilfsenergie)
- Betriebsgebundene Kosten (z. B. Personal, Wartung)
- Kapitalgebundene Kosten (z. B. Zinsen, Abschreibung(Investition), Instandhaltung)
- Sonstige Kosten (z. B. Versicherung)

Als fixe Kosten sind hier die kapitalgebundenen und sonstigen Kosten zu nennen. Sie werden durch die Investitionen in die Anlage festgelegt. Die verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten kann man als variable Kosten bezeichnen. Sie sind abhängig von der Menge an erzeugter Energie. Bei den fixen Kosten ist keine Preisänderung durch Inflation oder Konditionsänderungen vorgesehen. Die Kosten sind für die gesamte Nutzungsdauer als konstant festgelegt. Gleiches gilt für die variablen Kosten, hier ist es sehr schwer abzuschätzen, wie sich die Preise für Güter und Dienstleistungen sowie Gehälter im Laufe der Nutzungsdauer ändern werden. Zur Vereinfachung werden die aktuellen jährlichen Kosten auch für die zukünftige Nutzungsdauer festgesetzt.

### Verbrauchsgebundene Kosten:

Die verbrauchsgebundenen Kosten beziehen sich auf die erzeugte Menge Energie. Dazu zählen Kosten für Brennstoffe, Substrate und Hilfsenergien wie Wärme und Strom. In den hier betrachteten Pfaden sind dies Gülle, Maissilage und Bioabfall als Substrate zur Erzeugung von Biogas. Die Hilfsenergien Strom und

Wärme sind notwendig für den Betrieb der Anlagen. Sie werden extern eingekauft. Eine Ausnahme bilden hier die Biogasanlagen, in denen die Wärme eigens aus einem Teil des Biogases gewonnen wird.

Die Kosten können direkt über die aktuellen Marktpreise für Brennstoffe, Substrate und Hilfsenergien berechnet werden. Die benötigten Mengen werden im Voraus über die geplanten Produktionsmengen festgelegt.

#### Betriebsgebundene Kosten:

Die Personalkosten richten sich nach der Größe der Anlage und dem personellem Aufwand für die Produktion. Es ist nicht immer notwendig, eine volle Stelle einzurichten, sondern auch möglich, eine Anlage nur stundenweise oder tageweise zu betreuen. Unter diesem Aspekt werden gegebene Richtwerte an personellem Aufwand für die Anlagen verwendet. Bei den Wartungskosten werden nicht die einzelnen Arbeitsstunden und Materialaufwendungen betrachtet, sondern die jährlichen Kosten richten sich nach einem vorgegebenen Prozentsatz der jeweiligen Investitionen.

Falls eine Änderung in der Erzeugungsmenge vorliegen sollte müssten die Wartungskosten noch der Produktionsmenge angeglichen werden, da durch eine erhöhte Nutzung auch mehr Verschleiß auftritt. Für die vorgestellten Anlagen ist aber eine konstante Nutzung vorgesehen, so dass die Kosten gleichbleibend sind.

#### Kapitalgebundene Kosten:

Den größten Kostenanteil machen die Investitionen aus. Diese fallen zwar am Anfang der Betrachtung an, werden aber über die Nutzungsdauer aufgeteilt. Bei den Investitionen wird mit einem Kalkulationszins für das eingesetzte Kapital gerechnet. So gibt es unterschiedliche Interpretationsmöglichkeiten. Bei Einsatz von Eigenkapital entspricht der Zins der Rendite, bei Fremdkapitaleinsatz die auf zu bringenden Zinsen. Der Kalkulationszins wird für die zu betrachtenden Anlagen mit 6 % festgelegt.

Wird die Investition mit einem Annuitätenfaktor multipliziert, so erhält man einen jährlichen Betrag, der sowohl die anfallenden Zinsen, als auch die Abschreibung enthält. Der Annuitätenfaktor setzt sich aus der Laufzeit und dem Kalkulationszinssatz zusammen.

$$An = \frac{(1 + i_m)^n * i_m}{(1 + i_m)^n - 1}$$

Formel 6-1: *Annuitätenfaktor<sup>a</sup>*

- a. An = Annuität;  $i_m$  = kalkulierter Mischzinssatz;  $i_E$  = kalkulierter Eigenkapitalzinssatz;  $i_F$  = kalkulierter Fremdkapitalzinssatz; EK = Eigenkapital; FK = Fremdkapital

Es wird davon ausgegangen, dass am Ende der Abschreibungsdauer kein Restwert der Anlagen vorliegt. Der Wert der Anlage wird also bis auf null gemindert. Dies gilt für alle getätigten Investitionen. Es wird kein Unterschied zwischen direkten (Sachgütern) und indirekten Investitionsausgaben (Planung und Inbetriebnahme) gemacht.

#### Sonstige Kosten:

Es werden die Kosten für Versicherungen, allgemeine Abgaben oder Verwaltungsgebühren erfasst. Dafür werden Pauschalbeträge für die einzelnen Anlagenmodule angenommen. Wie sich diese Beträge ergeben, wird jeweils bei der Kostenermittlung der einzelnen Module angegeben.

Für die Kalkulation von Investitionskosten gibt es verschiedene Möglichkeiten. Die Kosten wurden meist direkt über entsprechende Angebote von Firmen ermittelt. Da nicht für jedes Modul ein gesondertes Angebot eingeholt werden konnte, wurden auch auf einem indirekten Weg über spezifische Preise oder einen Degressionsfaktor die Kosten ermittelt. Mit diesen Verfahren lassen sich die Kosten für ganze Anlagen, sowie einzelne Teile oder Bauelemente ermitteln. Liegen nur die Kosten für die gesamte Anlage vor, besteht die Möglichkeit, die Kosten einzelner Anlagenteile über Prozentsätze der gesamten Kosten zu ermitteln.

$$K = Ca * P_K$$

Formel 6-2: *spezifische Kosten<sup>b</sup>*

- b. K = Kosten; Ca = Kapazität;  $P_K$  = Preis pro Kapazität; I = Investition; Indizes : N = Neu; B = Bekannt; f = Degressionsfaktor

Bei den spezifischen Preisen wird mit Preisen pro Kapazitätseinheit gerechnet. Bei der Auslegung einer Anlage wird zum Beispiel der Preis pro kW vorgegeben. Auf dieser Basis wird dann der Preis für die benötigte Anlage ermittelt.

Der Degressionsfaktor wird eingesetzt, wenn man die Investitionen für eine Anlage kennt und diese auf



eine gleichartige Anlage anderer Dimension umlegen möchte. Dafür wird ein für die Anlage typischer Faktor angenommen. Bei Anlagen der Energieerzeugung liegt dieser oftmals im Bereich 0,8 – 1.

$$\frac{I_B}{I_N} = \left( \frac{Ca_B}{Ca_N} \right)^f$$

Formel 6-3: Degressionsfaktor

Bei einer Investitionsleichung wird anhand von Kosten für verschiedene Anlagengrößen eine Formel ermittelt. Dafür müssen die Kosten von wenigen Anlagengrößen bekannt sein, z. B. anhand von Angeboten. Gibt man in diese Formel dann eine Anlagengröße ein, deren Kosten nicht bekannt sind, so erhält man eine zuverlässige Abschätzung der Kosten.

$$I = 1982 \times e^{-0,021 \cdot Ca}$$

Formel 6-4: Investitionsleichung  
(Zahlen nur als Beispiel)

Sofern bei der Endenergieerzeugung nur ein Produkt entsteht, können die Kosten über die Divisionskalkulation dem Produkt zugeordnet werden. Dabei werden die angefallenen Kosten durch die produzierte Energiemenge dividiert.

Weil in den für diese Studie definierten Modellfällen die Anlagen zur Stromerzeugung, wie auch zur Kraft-Wärme-Kopplung identisch sind, werden hier die Kosten nur auf die Stromerzeugung bezogen. Dies ist insofern auch sinnvoll, da sich die Vergütung auf die Stromerzeugung bezieht und die Wärme als Nebenprodukt anfällt. Dadurch ist eine Vergleichbarkeit zwischen der reinen Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung möglich, da es nicht zu einer Verfälschung der Erzeugungskosten kommt.

## 6.2 Kosten der einzelnen Module

Unter Modulen ist die Aufteilung der Kosten in einzelne Blöcke zu verstehen. Jedes Modul ist ein in sich abgeschlossenes Teil der gesamten Kostenbetrachtung. Die Aufteilung erfolgt in die Biomasse-Bereitstellung, die Biomasse-Aufbereitung, die Bio-

masse-Umwandlung, eine energetische Nutzung sowie der Entsorgung und Verwertung. In der Abbildung 6-1 ist diese Modulaufteilung anhand der Erzeugung und zentralen Nutzung von Biogas dargestellt. Wobei die Biogasanlage und die Verwertung aufgrund ihrer direkten baulichen Zusammengehörigkeit unter den Biogasanlagen gemeinsam aufgeführt sind.

Für die verschiedenen Module oder einzelnen Prozessketten werden zunächst die notwendigen Kostenblöcke ermittelt. Diese richten sich nach den eingangs angegebenen Kategorien. Dabei müssen die unterschiedlichen Eigenheiten der einzelnen Module beachtet werden. So sind z. B. die Wartungskosten oder die Nutzungsdauer bei einem BHKW anders anzusetzen als bei einer Biogasanlage. In der Kostendarstellung wird auf diese Eigenheiten der einzelnen Module eingegangen und daraus werden die Gesamtkosten, die innerhalb des Moduls anfallen, ermittelt.

Es findet vorerst keine Verknüpfung der einzelnen Module statt, jedes wird einzeln betrachtet. Erst bei der Ermittlung der Gestehungskosten werden dann die einzelnen Module mit einander verbunden und ihre jeweiligen Kosten gehen in die Gestehungskosten der Nutzenergieerzeugung ein.

### 6.2.1 Substratkosten

Unter Substraten sind die Energieträger zu verstehen, die zu einer anderen Energieform konvertiert werden. Bei den Biogasanlagen sind es Substrate und Produkte der Landwirtschaft, die in Biogas umgewandelt werden und somit einen Sekundärenergieträger bereitstellen. Im Fall der Biogasgewinnung aus Bioabfall wird der Bioabfall aus der Biotonne privater Haushaltungen eingesetzt. Dieser Vorgang dient nicht nur der Biogasgewinnung, sondern auch der Verwertung dieser Abfälle.

Die Kosten des Sekundärenergieträgers resultieren aus den jeweiligen Umwandlungsverfahren. In einem weiteren Konversionsschritt wird der Sekundärenergieträger dann zu Nutzenergie umgewandelt. Die Substratkosten gehen also indirekt über den Sekundärenergieträger in die Gestehungskosten der Nutzenergie ein.

Für die Biogasanlagen werden die drei Substrate Bioabfall, Rindergülle und Maissilage verwendet. Bei der Rindergülle werden keine Kosten für die Bereitstellung angesetzt, da davon auszugehen ist, dass für die Biogasanlage keine zusätzliche Rindergülle produziert wird. Die Kosten für die Rindergülle werden also der Rinderhaltung zugerechnet. Durch die Nut-



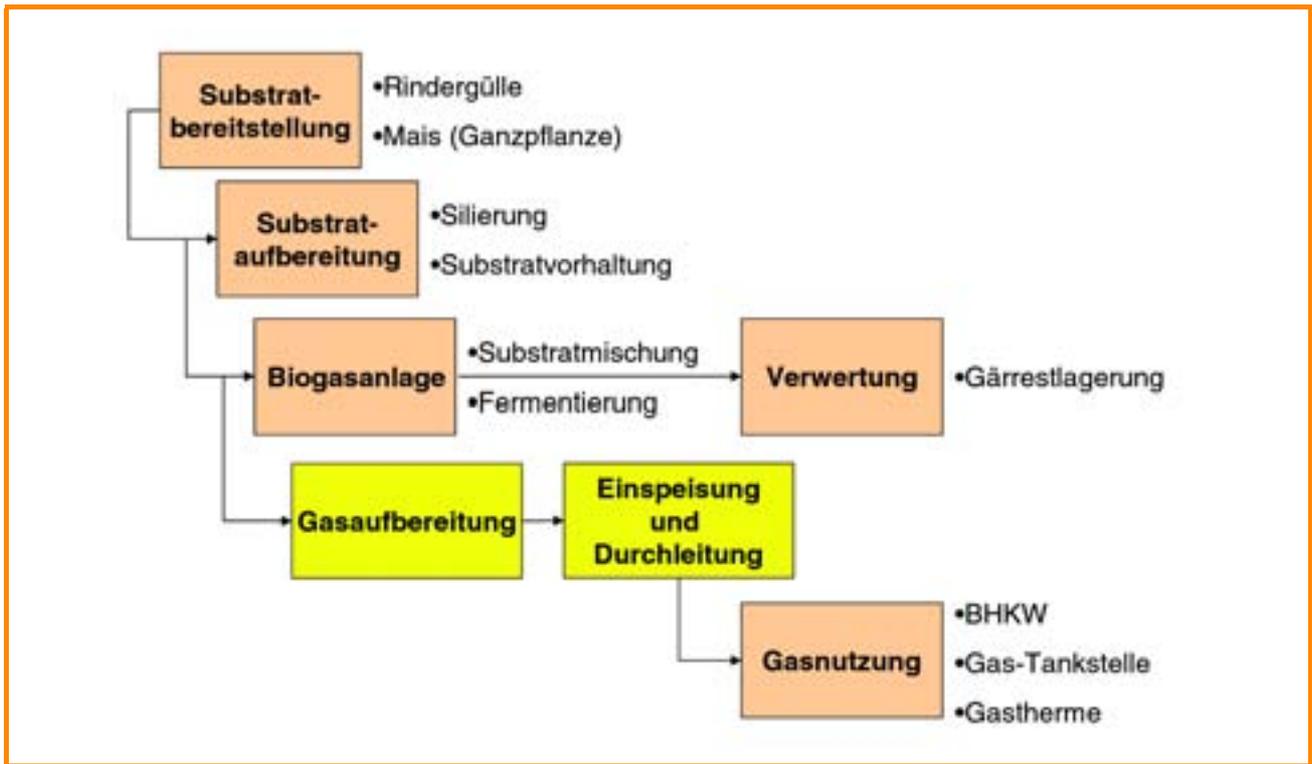


Abb. 6-1: Module der Biogaserzeugung und Nutzung

Tabelle 6-1: Substrat und Brennstoffkosten

Substrat/ Brennstoff	Kosten/ Erlöse	Energiegehalt	ct pro kWh
<b>Biogas</b>			
Maissilage	30,00 €/t	971 kWh/t	3,09
Gülle	0,00 €/t	150 kWh/t	0,00
Bioabfall (Biotonne)	-35,00 €/t	615 kWh/t	-5,69
Erdgas (Kraftstoff)	0,70 €/kg	13,72 kWh/kg	5,10
Erdgas (für Haushalte)			3,60

zung in der Biogasanlage kommt es zu einer Aufwertung der Düngereigenschaften. Die Substratkosten für die zu betrachteten Anlagen finden sich in der Tabelle 6-3.

Der Anbau der Maissilage dagegen ist mit Kosten zu belegen, da der Maisanbau nur für die Biogasanlage statt findet. Diese Kosten ergeben sich aus den Kosten für Saatgut, Düngung, Pflanzenschutz, Maschineneinsatz, Arbeitseinsatz und Flächennutzung. Bei einem Ertrag von 45 t/ha ergeben sich so Kosten von 30 €/t Frischmasse /25/. Da die Ernte der Maissilage nur einmal im Jahr stattfindet, muss für eine Lagerung gesorgt werden, die eine Versorgung der Biogasanlage bis zur nächsten Ernte sichert. Dafür

wird ein Fahrsilo in Anlagennähe verwendet. Für den Bau dieses Silos werden Investitionskosten von 25 €/m<sup>3</sup> bei unter 10.000 m<sup>3</sup> Maissilage und 20 €/m<sup>3</sup> bei größeren Mengen angenommen. Als jährliche Kosten für das Fahrsilo ergeben sich 2,18 €/m<sup>3</sup> bzw. 1,74 €/m<sup>3</sup> Maissilage bei 20 Jahren Nutzungsdauer (siehe Tabelle 6-2). Der Bioabfall wird nicht mit Kosten belegt, sondern mit Erlösen. Diese ergeben sich aus den Gebühren der Haushalte für die Entsorgung ihrer Abfälle. Zur Zeit werden Erlöse von 35 €/t Bioabfall angenommen. Allerdings könnten die Erlöse bis zu 100 € betragen, da die Entsorgung der Biotonne zur Zeit von den Abfall-Gebühren mit getragen wird. Perspektivisch könnte sich diese Art der Quersubvention ändern. Dann können Erlöse von 100 €/t für die Biotonne erreicht werden.

Als fossile Vergleichsoption der Biomasse-Anlagen wird Erdgas verwendet. Um einen einheitlichen Erdgaspreis zu Grunde zu legen wird der Erdgaspreis für Haushalte verwendet. Dieser ergibt sich aus einem Mittelwert deutscher Städte für D3-b und D4 Kunden und beträgt 3,6 ct/kWh ohne Mehrwertsteuer /22/. Wird Erdgas als Kraftstoff verwendet, hat es einen Tankstellenpreis von 0,71 € pro kg. Bei einem Energiegehalt von 13,27 kWh/kg ergibt sich ein Preis von 5,2 ct/kWh /13/. Eine Übersicht der Basisdaten enthält Tabelle 6-1.

Tabelle 6-2: Lagerung von Maissilage im Fahrsilo

€/a	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N
Maissilage in m <sup>3</sup>	1.546	7.615	15.286	3.321	16.546	33.092
Investitionskosten	38.645	190.363	305.725	83.015	330.916	661.832
kapitalgebundene Kosten	3.370	16.600	26.659	7.239	28.856	57.712

### 6.2.2 Biogasanlagen

Bei den Biogasanlagen müssen Anlagen zur Vergärung landwirtschaftlicher Substrate und Anlagen zur Bioabfallaufbereitung und -vergärung unterschieden werden. Bei der Verwendung von Bioabfall als Substrat kommt es zu einem wesentlich höheren Kostenanfall, da hier eine aufwändigere Aufarbeitung des Substrates und eine Nachbehandlung des Gärrestes stattfindet.

Die Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen wurden mit einem auf der Basis von Angeboten und Kostendaten bestehenden Biogasanlagen programmierten Excel-Programm ausgelegt. Ausgehend von den Eingangsmengen werden eine entsprechende Biogasanlage modelliert und

Tabelle 6-3: Substratkosten der Biogas-Anlagen

Biogas	Art	Menge in t	Kosten in €/a
BG50 G	Maissilage	1.215	36.450
BG250 G	Maissilage	5.985	179.550
BG500 G	Maissilage	12.015	360.450
BG50 N	Maissilage	2.600	78.000
BG250 N	Maissilage	13.000	390.000
BG500 N	Maissilage	26.000	780.000
BG500 B	Bioabfall	51.000	- 1.785.000

anfallende Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Die Kosten werden über Investitionsgleichungen und spezifische Kosten errechnet. Bei den Investitionskosten bezieht sich dies sowohl auf die baulichen Anlagenteile Vorgrube, Fermenter, Gärrestelager und die notwendige Peripherie, als auch auf die technischen Anlagen Substrateinbringung, Rührwerke, Pumpen, Rohrleitungen, Gasspeicher, elektrische Installationen und Messstellen. Zur technischen Ausrüstung einer Biogasanlage mit dezentraler Nutzung des Biogases gehört auch die Gasreinigung durch Entschwefelung. Diese wird nur bei den Investitionskosten der dezentralen Biogasnutzung betrachtet, da im Falle der Gaseinspeisung eine aufwändige Reinigung in der Gasauf-

bereitung stattfindet. Diese Gasaufbereitung wird getrennt von der Biogasanlage betrachtet. Die anfallenden Kosten werden dem Modul Gasaufbereitung zugerechnet. Die Kosten der Gasaufbereitung finden sich im zugehörigen Kapitel.

Des Weiteren fallen betriebsgebundene Kosten für Wartung/Instandhaltung, Versicherung und Personal, sowie verbrauchsgebundene Kosten für Hilfsenergie (Strom) und Bedienpersonal an. Die Personalkosten teilen sich auf in Kosten für die Substrateinbringung und Anlagenkontrolle sowie Service, Verwaltung und Laborarbeiten.

Die **kapitalgebundenen Kosten** ergeben sich aus der gesamten Investition, dem Kalkulationszins von 6 % und einer Nutzungsdauer von 16 Jahren für kompakte Biogasanlagen. Eine Unterscheidung der einzelnen Anlagenteile wird nicht vorgenommen.

Am Beispiel der NaWaRo-Anlage mit einem Biogas-Output von 250 m<sup>3</sup>/h für die weitere Aufbereitung wird exemplarisch die Kostenermittlung dargestellt. Die Investitionen für die Maschinentechnik ergeben sich aus folgenden Komponenten:

**Feststoff-Einbringsystem:** Für den 51 m<sup>3</sup> Behälter mit Dosierung und Zerkleinerung und einer elektrischen Leistung von 9 kW fallen Investitionskosten von 52.800 € und Wartungskosten von jährlich 5 % der Investition an.

**Heizungsanlage:** Diese besteht aus einem Biogas-Heizungskessel mit einer Leistung von 117 kW zur Prozesswärmebereitstellung und einer Investition von 9.500 €. Dazu kommt der Wärmekreislauf mit Heizschlangen und einer Umwälzpumpe und Kosten von 13.800 €. Die Wartungskosten betragen 5 %/a der Investition.

**Pumpen:** Die zwei Pumpen für das Substrat haben eine Leistung von 2 kW. Die Kosten betragen 5.300 € und 3 %/a der Investition für Wartung.

**Rührwerke:** Von den insgesamt vier benötigten Rührwerken befindet sich eines in der Vorgrube und drei im Fermenter. Die Investitionssumme beläuft sich für die insgesamt 25 kW Leistung auf 20.500 €. Wartungskosten fallen in Höhe von 4 %/a an.



**Rohrleitungen:** Es gibt insgesamt 81 m Leitung, davon werden 20 m für Gasleitungen benötigt. Für je einen Meter Substratleitung fallen Investitionskosten von 55 € an, die Gasleitungen werden mit 85 €/m veranschlagt. Die Wartungskosten betragen 2 %/a der Investition von 5.055 €.

Die baulichen Anlagen bestehen aus der Vorgrube mit 115 m<sup>3</sup>, dem Fermenter mit 2.970 m<sup>3</sup> und dem Gärrestlager mit 7.400 m<sup>3</sup>. Die Gärrestlager sind zudem mit einer Folie abgedeckt, um entstehendes Gas aufzufangen. Für alle Bauteile werden Instandhaltungskosten von 1 %/a der Investition angesetzt. Dabei belaufen sich die Investitionen auf 11.700 € für die Vorgrube, 229.000 € für den Fermenter und 170.000 € für das Gärrestlager, zuzüglich der Folienabdeckungen mit 20.000 €. Dazu kommt noch die sogenannte Peripherie, diese umfasst Erdarbeiten und den Unterbau für die Anlagenteile. Die Fläche dafür beträgt 1600 m<sup>2</sup> bei benötigten Investitionen von 76.000 €. Dazu kommen dann 0,5 %/a der Investition für Instandhaltung.

Die **E-Leittechnik** besteht aus elektrischen Anschlusskosten und den Messinstrumenten. Für elektrische Anschlusskosten oder Verkabelung und Anschluss von elektrischen Verbrauchern werden 13.400 € angesetzt und Wartungskosten von 3,5 %/a der Investition. Die Messinstrumente bestehen aus Messsensoren, einem Rechner und der Verkabelung. Die Investition wird mit 28.000 € berechnet und Wartungskosten von 1 %/a bis 5 %/a je nach Komponente.

Zu den **sonstigen Kosten** gehören: der Gasspeicher mit einem Fassungsvermögen von 1.500 m<sup>3</sup> und einer Investition von 12.000 € und die Planungs- und Bauüberwachungskosten mit 9 % der Anlagenkosten, dies entspricht 101.000 €. Die Inbetriebnahme wird mit Kosten von 12.100 € und für Unvorhergesehenes werden 57.000 €, entsprechend 5 % der Anlagenkosten veranschlagt.

Die **Wartungs- und Instandhaltungskosten** ergeben sich aus den Prozentsätzen und Investitionskosten der einzelnen Anlagenteile. Die Personalkosten für Leitung, Verwaltung und Service werden mit einem Stundenlohn von 25 € berechnet und ergeben sich aus notwendigen Laboruntersuchungen, Aufwand für Verwaltung und Bankgeschäfte, Wartung und Unterhalt der Maschinen. Die notwendigen Stunden werden über Wochenstunden für die einzelnen Aufgaben ermittelt. Die Kosten für die Versicherung ergeben sich aus einer Grundprämie und Zuschlägen. Die Kosten des Bedienpersonals ergeben sich aus den Beladungszeiten für die Feststoffeinbringung, Kon-

trollgängen und einfachen Wartungsarbeiten. Für jede Tonne Substrateinbringung werden 6 Minuten Arbeitszeit angerechnet, dazu kommen dann noch 12,5 h pro Woche für Kontrolle und Wartung. Die Kosten für das Bedienpersonal werden mit 25 €/h angerechnet.

Bei der Darstellung der Kosten wird zwischen den Anlagen zur Gewinnung von Biogas zur direkten oder auch dezentralen Nutzung und den Anlagen, deren Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet wird, unterschieden. Bei einer dezentralen Nutzung von Biogas wird die Wärme, die zur Beheizung des Fermenters benötigt wird, über das BHKW erzeugt. Dies ist bei den Anlagen mit Gasaufbereitung aufgrund des fehlenden BHKW nicht möglich. Darum wird ein Teilstrom des erzeugten Biogases zur Fermenterbeheizung über einen Gasbrenner verwendet. Bei den Anlagen mit zentraler Nutzung (mit Gasaufbereitung) wird die Fermenterheizung um einen Gasbrenner erweitert. Ein solcher Gasbrenner ist standardmäßig im Handel erhältlich und wird in den Leistungsgrößen 67 kW bis 652 kW bei den Gülle-Anlagen und 26 kW bis 231 kW bei den NaWaRo-Anlagen verwendet. Die Investitionskosten liegen im Bereich von 7.600 € bis 22.000 € für die Kesselanlage. Außerdem fallen Kosten für die Investition und den Betrieb der Entschwefelung an. Bei der kleinen Anlage wird über eine direkte Lufteinblasung in den Fermenter entschwefelt. Bei den größeren Anlagen wird mittels einer externen Tropfkörperanlage das Gas von H<sub>2</sub>S gereinigt.

In der Tabelle 6-4 und der Tabelle 6-5 finden sich die Investitionskosten für alle Modellanlagen, in denen landwirtschaftliche Produkte vergoren werden. Sie sind aufgeteilt nach Gülle- und NaWaRo-Anlagen mit einer weiteren Unterteilung in die Art der Biogasnutzung. Die Biogasanlage zur Vergärung von Bioabfall ist in der Tabelle 6-6 gesondert dargestellt. Die Prozentangaben für den Gülle- und den NaWaRo-Anteil basieren auf dem Masseinput.

Der wesentliche Kostenunterschied zwischen den Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle oder Maissilage liegt bei der Maschinenteknik und den baulichen Anlagen. Bei der Maissilage muss ein höherer Aufwand für die Substrateinbringung geleistet werden und aufgrund der großen Mengen Maissilage sind zusätzliche Gärrestlager notwendig. Die Investitionskosten in Fahrhilfen für eine Lagerung der Maissilage werden nicht der Biogasanlage zugerechnet. Sie sind den Substraten zugeordnet und werden bei der Ermittlung der Biogas-Gestehungskosten mit einbezogen. Derartige bauliche Maßnahmen sind bei den



Tabelle 6-4: Anlagen mit 90 % Güllevergärung (massebasiert)

	für die Gasaufbereitung			für eine dezentrale Nutzung		
	BG50 G Z	BG250 G Z	BG500 G Z	BG50 G	BG250 G	BG500 G
<b>Investitionskosten in €</b>						
Maschinentechnik	45.200	121.500	182.200	47.600	197.480	262.019
Baulichen Anlagen	152.800	641.900	1.211.300	152.800	641.900	1.211.300
E-Leittechnik	50.700	54.800	58.200	50.700	54.800	58.200
Sonstiges	58.447	204.197	361.653	58.447	204.197	361.653
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>307.147</b>	<b>1.022.397</b>	<b>1.813.353</b>	<b>309.547</b>	<b>1.098.377</b>	<b>1.893.172</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>30.408</b>	<b>101.217</b>	<b>179.522</b>	<b>30.685</b>	<b>109.091</b>	<b>187.824</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>						
Wartung/Instandhaltung	5.201	13.888	22.425	5.201	13.888	22.425
Personal (Leitung/Verwaltung)	7.000	19.200	23.300	7.000	19.200	23.300
Versicherung	1.900	5.800	10.600	1.900	5.800	10.600
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>14.101</b>	<b>38.888</b>	<b>56.325</b>	<b>14.101</b>	<b>38.888</b>	<b>56.325</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>						
Bedienpersonal	20.000	32.800	53.200	20.000	32.800	53.200
Hilfsenergie	11.400	37.800	62.160	11.400	45.540	76.680
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>31.400</b>	<b>70.600</b>	<b>115.360</b>	<b>31.400</b>	<b>78.340</b>	<b>129.880</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>75.909</b>	<b>210.705</b>	<b>351.207</b>	<b>76.186</b>	<b>226.319</b>	<b>374.029</b>

Tabelle 6-5: Anlagen mit 90 % Maissilagevergärung (massebasiert)

	für die Gasaufbereitung			für eine dezentrale Nutzung		
	BG N 50	BG N 250	BG N 500	BG N 50	BG N 250	BG N 500
<b>Investitionskosten in €</b>						
Maschinentechnik	35.800	107.000	201.400	43.200	186.980	291.519
Baulichen Anlagen	143.200	505.400	1.007.500	143.200	505.400	1.007.500
E-Leittechnik	49.700	51.400	56.900	49.700	51.400	56.900
Sonstiges	58.626	182.805	351.129	58.626	182.805	351.129
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>287.326</b>	<b>846.605</b>	<b>1.616.929</b>	<b>294.726</b>	<b>926.585</b>	<b>1.707.048</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>28.445</b>	<b>83.814</b>	<b>160.076</b>	<b>29.218</b>	<b>92.083</b>	<b>169.398</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>						
Wartung/Instandhaltung	4.589	11.233	21.336	4.589	11.233	21.336
Personal (Leitung/Verwaltung)	7.000	15.000	22.300	7.000	15.000	22.300
Versicherung	1.800	6.000	11.400	1.800	6.000	11.400
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>13.389</b>	<b>32.233</b>	<b>55.036</b>	<b>13.389</b>	<b>32.233</b>	<b>55.036</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>						
Bedienpersonal	28.700	50.300	88.200	28.700	50.300	88.200
Hilfsenergie	8.880	21.000	36.960	8.880	28.740	51.480
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>37.580</b>	<b>71.300</b>	<b>125.160</b>	<b>37.580</b>	<b>79.040</b>	<b>139.680</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>79.414</b>	<b>187.347</b>	<b>340.272</b>	<b>80.187</b>	<b>203.356</b>	<b>364.114</b>



Tabelle 6-6: Anlage mit 100 % Bioabfallvergärung

Investitionskosten in €		Betriebsgebundene Kosten € pro Jahr	
Maschinentechnik	9.960.911	Betriebskosten	761.049
Bauliche Anlagen	5.400.600	Personal	382.500
		Versicherung	12.749
		<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>1.821.266</b>
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>15.361.511</b>	<b>gesamte Jahreskosten</b>	<b>2.977.564</b>

Tabelle 6-7: Aufteilung der Investitionskosten bei den Anlagen mit Biogas für eine weitere Aufbereitung

	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N	BG500 B
Maschinentechnik	15 %	12 %	10 %	12 %	13 %	12 %	65 %
Baulichen Anlagen	50 %	63 %	67 %	50 %	60 %	62 %	35 %
E-Leittechnik	16 %	5 %	3 %	17 %	6 %	4 %	
Sonstiges	19 %	20 %	20 %	21 %	21 %	22 %	

Gülle-Anlagen nicht notwendig, jedoch liegen hier aufgrund der Güllemengen die Investitionskosten in den Fermenter aufgrund der notwendigen großen Volumina höher.

Bei der Vergärung von Bioabfall setzen sich die Investitionskosten aus 65 % technischer Ausrüstung und 35 % bauliche Anlagen zusammen. Bei den betriebsgebundenen Kosten wird der Personalbedarf über die Bioabfallmenge bestimmt, die Betriebskosten werden mit 5 %/a der Investition und die Versicherung mit 0,08 %/a der Investition angenommen. Die Betriebskosten enthalten alle Hilfsenergien, Betriebsstoffe sowie Wartung und Instandhaltung /2/. In der Tabelle 6-6 sind die Kosten der Bioabfallvergärung zur dezentralen Biogasnutzung aufgelistet. Die Unterschiede zur zentralen Nutzung liegen in den Mehrkosten der Entschwefelung von 101.720 € für die Anlage und 14.520 € für Betriebsmittel. Dafür muss bei der zentralen Nutzung 12.000 € in einen Gasbrenner investiert werden. Eine Kostenübersicht gibt Tabelle 6-6.

Werden die prozentualen Anteile der Investitionskosten ermittelt, ergibt sich mit steigender Anlagengröße auch ein steigender Anteil der baulichen Kosten, jedoch umgekehrt ein sinkender Anteil der E-Leittechnik. Die Investitionen für Maschinentechnik und Sonstiges bleiben relativ konstant. Bei den Anlagen zur dezentralen Nutzung von Biogas befindet sich die Aufteilung in der gleichen Größenordnung. Hier kommt es allerdings zu einer leichten Verschiebung Richtung Maschinentechnik durch die Investition in eine Gasreinigung. Tabelle 6-7 zeigt die prozentualen Kostenanteile in der Übersicht.

Zur Ermittlung von spezifischen Kosten werden die Investitionen auf die Biogasmenge bezogen, dabei ergeben sich spezifische Investitionen für die Gülle-Anlagen mit zentraler Nutzung von 6.143 €/(m<sup>3</sup>/h) für die kleine Anlage bis 3.627 €/(m<sup>3</sup>/h) für die große Anlage und für die NaWaRo-Anlagen von 5.746 €/(m<sup>3</sup>/h) bis 3.234 €/(m<sup>3</sup>/h). Diese Kosten beziehen sich nur auf die Investitionskosten der Biogasanlage, die Aufbereitung auf Erdgasqualität sowie die Bereitstellung von Substrat ist nicht mit einbezogen. Bei den Biogasanlagen ist zu beachten, dass durch den Einsatz von Maissilage noch erhebliche Kosten durch die Lagerung dazukommen. Wird das Fahrsilo mit in die Berechnung einbezogen, ergeben sich spezifische Investitionskosten von 7.400 €/(m<sup>3</sup>/h) bis 4.470 €/(m<sup>3</sup>/h). Bei der Bioabfallanlage liegen die spezifischen Investitionskosten bei 30.500 €/(m<sup>3</sup>/h) aufgrund der höheren notwendigen Aufwendungen.

### 6.2.3 Gastherme

Als Modellanlage zur Wärmeerzeugung wurden die Kosten für einen Gasbrennwertkessel analysiert. Der betrachtete Gasbrennwertkessel hat einen Leistungsbereich von 11 bis 32 kW<sub>th</sub>. Die Investitionskosten setzen sich aus dem Kessel, einem Abgassystem mit Schornstein, dem Gasanschluss sowie der Montage und Inbetriebnahme zusammen. Als Betriebskosten fallen Wartungs- und Instandhaltungskosten von 2 % pro Jahr der Investitionskosten an, hinzu kommen noch eine Gebühr von 59 € für den Schornsteinfeger /34/ und 25 € für Hilfsenergie. Die Annuität der



Tabelle 6-8: Investitions- und Betriebskosten einer Gasbrennwerttherme

Investitionskosten in €		Betriebsgebundene Kosten €	pro Jahr
Gasbrennwertkessel	4.520	Wartung/Instandhaltung	212
Warmwasser-Speicher	799	Schornsteinfeger	59
Abgassystem	366	<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>	
Schornstein	1.000	Hilfsenergie	25
Gasanschluss	1.875	<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	
Montage/Inbetriebnahme	2.031		
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>10.591</b>	<b>gesamte Jahreskosten</b>	<b>1.220</b>

kapitalgebundenen Kosten ergibt sich aus der Nutzungsdauer von 20 Jahren und dem Kalkulationszins von 6 %. Eine Zusammenfassung der Kosten enthält die Tabelle 6-8.

#### 6.2.4 Blockheizkraftwerk

Die Kosten der verschiedenen Blockheizkraftwerke wurden über die unter Biogasanlagen genannte Excel-Datei zur Auslegung von Biogasanlagen ermittelt. Dabei ergeben sich die Investitionskosten für das BHKW über eine Formel, die von der installierten elektrischen Leistung als Grundlage ausgeht. Diese Formel wurde über die Auswertung verschiedener Angebote ermittelt und gilt für alle betrachteten Anlagengrößen. Die sonstigen Investitionskosten enthalten weitere Kosten für die Peripherie, Elektro- und Leitetchnik, Planung und Bau sowie für Unvorhersehbares. Die Betriebskosten ergeben sich aus den Versiche-

rungskosten und der benötigten Hilfsenergie in Form von Strom. Wartungs- und Instandhaltungskosten richten sich nach der installierten elektrischen Leistung und werden variabel über die erzeugte Menge Strom berechnet. Die Kosten sind pro kWh<sub>el</sub> angegeben und betragen gestaffelt vom kleinen BHKW zum Großen: 1,87 ct (100 kW<sub>el</sub>), 1,27 ct (500 kW<sub>el</sub>), 1,07 ct (1000 kW<sub>el</sub>) und 1 ct (2000 kW<sub>el</sub>). Bei den kapitalgebundenen Kosten ist ein Unterschied zwischen der zentralen und dezentralen Nutzung der BHKW zu machen. Bei der zentralen Nutzung eines BHKW wird dieses mit aufbereitetem Gas, also Gas in Erdgasqualität, betrieben, wodurch sich die technische Nutzungsdauer auf 15 Jahre erhöht. Bei der dezentralen Nutzung mit Schwachgas kommt es zu größerem Verschleiß durch die Schadstoffe im Biogas, dadurch hat das BHKW nur eine Nutzungsdauer von 8 Jahren. Dieser Unterschied macht sich in den Kapitalkosten deutlich bemerkbar.

Tabelle 6-9: Investitions- und Betriebskosten verschiedener BHKW-Typen

Investitionskosten in €	100 kW	500 kW	550 kW	1000 kW	1100 kW	2000 kW
Blockheizkraftwerk	122.245	344.540	366.930	538.430	572.585	841.570
Sonstiges	34.974	88.781	95.985	143.065	155.488	238.474
<b>gesamten Investitionskosten</b>	<b>157.219</b>	<b>433.321</b>	<b>462.915</b>	<b>681.495</b>	<b>728.073</b>	<b>1.080.044</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>						
8 Jahre Nutzungsdauer	25.312	69.765	74.529	109.721	117.220	173.887
15 Jahre Nutzungsdauer	16.194	44.632	47.680	70.194	74.992	111.245
<b>Betriebsgebundene Kosten €/a</b>						
Sonstiges	1.038	3.890	4.355	7.080	7.783	12.960
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>						
Wartung/Instandhaltung	14.960	50.800	52.121	85.600	87.826	160.000
<b>gesamten Jahreskosten €/a</b>						
8 Jahre Nutzungsdauer	41.310	124.455	131.005	202.401	212.829	346.847
15 Jahre Nutzungsdauer	32.192	99.322	104.156	162.874	170.601	284.205



### 6.2.5 Gastankstelle

Die Kosten einer Tankstelle nur zur Nutzung von Gas ergeben sich aus den Kosten für den Speicher, Zapfsäule, Verdichter, Installationen und Rohrleitung, wozu auch die baulichen Maßnahmen gehören. Diese Kosten können bei einer Tankstelle mit einem Durchsatz von  $100 \text{ Nm}^3/\text{h}$  mit 200.000 € angesetzt werden.

Dazu kommen dann noch variable Kosten für die Wartung und Strom. Die Wartungskosten werden über den Durchsatz mit  $2 \text{ ct}/\text{Nm}^3$  berechnet. Dazu werden pro  $\text{Nm}^3$  Durchsatz  $0,25 \text{ kWh}$  Hilfsenergie benötigt, bei einem Strompreis von  $12 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ . Die kapitalgebundenen Kosten werden aus der Nutzungsdauer von 20 Jahren und dem Kalkulationszins von 6 % als Annuität ermittelt.

Tabelle 6-10: Investitions- und Betriebskosten einer Gastankstelle

Investitionskosten in €		Verbrauchsgebundene Kosten	€ pro Jahr
Speicher, Zapfsäule, usw.	160.000	Wartungskosten	9.000
Installationen, Rohrleitungen	40.000	Hilfsenergie	13.500
		<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>17.440</b>
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>200.000</b>	<b>gesamte Jahreskosten</b>	<b>39.940</b>

### 6.2.6 Aufbereitung zu Erdgas-H Qualität

Die Kosten der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung beziehen sich auf zwei Verfahren: die Druckwechseladsorption (PSA-Verfahren) und die Druckwasserwäsche (DWW-Verfahren). Dabei werden die Kosten zum Einen für die reine Aufbereitung und zum Anderen für den Fall, dass eine Zugabe von Flüssiggas erfolgt, ausgewiesen. Die Kosten der Verfahren werden im Zusammenhang der gesamten Aufbereitung dargestellt und sind unabhängig von den verwendeten Substraten der Biogasanlagen. Nur bei der Flüssiggas-Zugabe kommt es zu Unterschieden aufgrund der Substrate, da die Biogase verschiedene Energiegehalte aufweisen. Neben der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung werden auch die Kosten einer Zusatzgas-Aufbereitung dargestellt. Dieses Verfahren beschränkt sich lediglich auf eine Gasreinigung und Druckerhöhung.

Als Investitionen für die gesamte Aufbereitung werden technische und bauliche Anlagenteile ausgewiesen, dazu kommen Baunebenkosten und Planungskosten mit festen Prozentsätzen. Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus den jeweiligen Investitionsblöcken, einer Nutzungsdauer von 15 Jahren und dem Kalkulationszins von 6 %. Als betriebsgebundene Kosten wird für die komplette Aufbereitungsanlage ein Prozentsatz von 5 %/a der Investition (+5 % der Baunebenkosten) für Personalaufwand sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten angenommen. Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem Strom und Betriebsmittelbedarf der Grobentschwefelung und der jeweiligen  $\text{CO}_2$ -Abtrennung.

#### 6.2.6.1 Aufbereitung mit Druckwasserwäsche

Die Investitionskosten der Druckwasserwäsche ergeben sich aus Richtpreisen für die drei verschiedenen Anlagengrößen. Die Anlagentypen sind nicht direkt auf den Biogas-Volumenstrom ausgerichtet, sondern decken einen Arbeitsbereich ab, indem die modellierten Biogasanlagen liegen. Auch die Betriebskosten ergeben sich aus den Anlagengrößen, dadurch ist das Verhältnis Volumenstrom der Anlage zu den Betriebskosten nicht proportional. Bei einem Volumenstrom von  $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$  sind sie wesentlich höher, da die Aufbereitungsanlage auf  $50$  bis  $150 \text{ Nm}^3/\text{h}$  ausgelegt ist und der Rohgas-Volumenstrom am unteren Ende liegt. Die anderen Rohgasmengen liegen dabei im Mittelbereich der Aufbereitungsanlagen.

Zu den Investitionen der Druckwasserwäsche kommen noch Baunebenkosten mit 5 % für alle Anlagengrößen und Planungskosten die zwischen 6,5 und 7,3 % liegen. Die Investitionen setzen sich aus der Anlage, dem Transport und der Inbetriebnahme sowie einer  $\text{CO}_2$ -Abgasbehandlung und einer Einhausung der Anlage zusammen. Als Betriebsmittel werden Strom, Wasser und NaOH verwendet. In der Tabelle 6-11 sind alle Kosten der Aufbereitung mit einer Druckwasserwäsche, die bei einer Aufbereitung auf Erdgas-H Qualität anfallen, aufgelistet.

#### 6.2.6.2 Aufbereitung mit der Druckwechseladsorption

Als Vorstufe zur Gas-Aufbereitung mit der PSA-Technik muss im ersten Schritt das Rohgas einer Grobent-



Tabelle 6-11: Aufbereitung mit dem DWV-Verfahren

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
Anlage	506.000	626.000	686.000
Transport u. Inbetriebnahme	50.600	62.600	68.600
CO <sub>2</sub> -Abgasbehandlung/ Einhausung	70.000	80.000	87.500
Baunebenkosten/Planung	76.950	90.300	96.900
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>703.550</b>	<b>858.900</b>	<b>939.000</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>72.466</b>	<b>88.467</b>	<b>96.717</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>			
Wartung u. Instandhaltung	32.897	40.352	44.210
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>32.897</b>	<b>40.352</b>	<b>44.210</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>			
Strom	21.120	58.560	124.800
Betriebsmittel	3.600	7.200	7.200
Sonstiges	1.000	1.000	1.000
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>25.720</b>	<b>66.760</b>	<b>133.000</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>131.083</b>	<b>195.579</b>	<b>273.927</b>

schwefelung unterzogen werden. Dafür wird bei den Anlagen mit 50 Nm<sup>3</sup>/h mit einer Sulfidfällung durch Eisenchlorid gearbeitet, wodurch in erster Linie verbrauchsgebundene Kosten anfallen und geringe Investitionen notwendig sind. Bei Anlagen von 200 bis 500 Nm<sup>3</sup>/h wird ein Biowäscher eingesetzt, der für die größeren Anlagen weitgehend konstante Investitionskosten besitzt und sich nur in den Betriebskosten unterscheidet. Die Investitionskosten beinhalten die Anlage sowie den Transport und Installationen.

Bei der Sulfidfällung ergeben sich die verbrauchsgebundenen Kosten aus dem Bedarf an Eisenchlorid-Lösung und dem Strombedarf für eine Pumpe. Pro Jahr werden ca. 130 t Eisenchloridlösung benötigt. Der Preis pro t liegt bei 41,60 € plus Transportkosten von 300 € pro 25 t Lastzug. Die Stromkosten ergeben sich aus einem Strompreis von 12 ct/kWh und einer Pumpenleistung von 0,2 kW.

Beim Biowäscher ergeben sich die Kosten aus einem Energiebedarf von 5 kW und den verschiedenen Hilfsstoffen. Die Anlage hat einen Wasserverbrauch von 1 m<sup>3</sup>/d mit 4,50 €/m<sup>3</sup> und muss mit 10 kg/d NaOH-Plätzchen und einem Liter Nährsalz versorgt werden. Die Kosten für die NaOH-Plätzchen

liegen bei 0,25 €/kg und für das Nährsalz bei 2,25 €/litr.

Die ermittelten Kosten der Druckwechseladsorption (PSA-Verfahren) beziehen sich auf die vorgegebenen Volumenströme von 50, 250 und 500 Nm<sup>3</sup>. Die Investitionen beziehen sich auf die Anlage, die Installation, die Einhausung sowie die Abgasbehandlung. Als Baunebenkosten werden mit 5 % und als Planungskosten 6,1 bis 7,9 % der Investitionssumme angesetzt. Die verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich aus den Betriebsmitteln der Grobentschwefelung und dem Vorfilter sowie der Aktivkohle des PSA-Verfahrens zusammen.

Tabelle 6-12: Aufbereitung mit dem PSA-Verfahren

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
<b>Grobentschwefelung</b>			
Anlage	8.000	149.000	149.000
Transport u. Installation	2.000	10.000	10.000
<b>PSA-Verfahren</b>			
Anlage	400.000	500.000	680.000
Transport u. Inbetriebnahme	20.000	25.000	34.000
Abgasbehandlung/ Einhausung	70.000	80.000	87.500
Baunebenkosten/Planung	64.300	89.920	107.480
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>564.300</b>	<b>853.920</b>	<b>1.067.980</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>58.123</b>	<b>87.954</b>	<b>110.002</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>			
Wartung u. Instandhaltung	26.250	40.110	50.426
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>26.250</b>	<b>40.110</b>	<b>50.426</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>			
Strom	9.580	47.800	88.800
Betriebsmittel	8.440	9.550	19.090
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>18.020</b>	<b>57.350</b>	<b>107.890</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>102.393</b>	<b>185.414</b>	<b>268.318</b>

### 6.2.7 Aufbereitung zu Erdgas-L Qualität

Durch die CO<sub>2</sub>-Abtrennung kann das Biogas soweit aufbereitet werden, dass es die Erdgas-H Qualität erfüllt. Nur in einigen Fällen muss eine Aufwertung durch eine Flüssiggas-Zugabe erfolgen, um die Kriterien des Wobbe-Index und Brennwertes für bestimmte Gasnetze zu erfüllen. Eine andere Möglichkeit ist die



Tabelle 6-13: Luftzugabe für Erdgas-L Qualität

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
Luft-Zugabe	2.100	3.800	6.700
Baunebenkosten/Planung	270	447	748
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>244</b>	<b>437</b>	<b>767</b>
Betriebskosten €/a			
Wartung u. Instandhaltung	110	199	352
Verbrauchsgebundene Kosten €/a			
Strom	288	1.440	2.880
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>642</b>	<b>2.076</b>	<b>3.999</b>

Aufbereitung des Biogases auf Erdgas-L Qualität, die auch in einigen Gasnetzen zulässig ist. Die Aufbereitung auf Erdgas-L Qualität entspricht dem Verfahrensablauf des DWW- und PSA-Verfahrens. Der Unterschied besteht nur in einer Zugabe von Luft nach der Aufbereitung. Die Kosten für diese Luftzugabe bei den Biogasanlagen ist in der Tabelle 6-13 dargestellt. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten ergeben sich aus einer pauschalen Annahme von 5 %/a der Investitionssumme.

### 6.2.8 Flüssiggas-Zugabe

Die Investition in eine Anlage zur Flüssiggaszugabe beschränkt sich auf eine Verdampfungsanlage mit der notwendigen Verrohrung und einer Anschlussgebühr für die Flüssiggaslagerbehälter. Die Behälter für das Flüssiggas werden nicht fest installiert. Es sind Mietgebühren für die angelieferten Behälter zu zahlen. Bei der BG50 sind keine Investitionen in eine Verdampferanlage notwendig, da die Eigenverdampfung zur Anreicherung des Biogases ausreicht. Bei den anderen Anlagen ist eine Investition in eine Anlage zur erzwungenen Verdampfung des Biogas nötig. Zu den Anlageninvestitionen werden noch die Baunebenkosten und die Planungskosten zu den Investitionen gerechnet. Hier werden wie bei den Aufbereitungsanlagen 5 % für die Baunebenkosten und 6 bis 8 % für die Planung angesetzt. Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem benötigten Flüssiggas und bei der BG250 und BG500 muss noch der Strombedarf zum Betrieb der Verdampferanlage berücksichtigt werden. Das Flüssiggas wird mit einem Preis von 57,8 ct/kg bei einer Abnahmemenge von 10 kg angenommen. Die Kosten für die Anlagengrößen wurden interpoliert und liegen zwischen 57,3 und 51,1 ct/kg. Die benötigten Mengen hängen vom Energiegehalt

des Biogases und dem Aufbereitungsverfahren ab. So ist die Zugabe bei der Vergärung von NaWaRo höher (durch den geringeren Energiegehalt des Biogases) und auch der Bedarf bei der PSA-Aufbereitung größer, da hier höhere Methanverluste auftreten. In der Tabelle 6-14 ist die Flüssiggas-Zugabe nach der Druckwasserwäsche und bei der Vergärung von NaWaRos dargestellt. Bei der Verwendung von Gülle liegen die Kosten für das Flüssiggas etwa 5 % niedriger. Der Kostenunterschied zwischen dem DWW- und PSA-Verfahren beträgt bei den NaWaRo-Anlagen ca. 1 %, bei den Gülle-Anlagen ca. 0,7 %.

Tabelle 6-14: LPG-Zugabe

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
Anschlussgebühr Lagerbehälter	350	1.750	3.500
Verdampferanlage/ Verrohrung	1.000	11.640	18.970
Baunebenkosten/Planung	120	1.190	2.020
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>1.470</b>	<b>14.580</b>	<b>24.490</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>291</b>	<b>2.882</b>	<b>4.832</b>
Betriebskosten €/a			
Wartung u. Instandhaltung	70	700	1.150
Gebühr für Lagerbehälter	84	420	840
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>154</b>	<b>1.120</b>	<b>1.990</b>
Verbrauchsgebundene Kosten €/a			
Strom		3.840	11.520
Flüssiggas	25.830	127.600	243.060
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>25.830</b>	<b>131.440</b>	<b>254.580</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>26.275</b>	<b>135.442</b>	<b>261.402</b>

### 6.2.9 Zusatzgas-Bereitstellung

Die Kosten der Zusatzgas-Bereitstellung beziehen sich auf vier verschiedene Verfahrensschritte:

- Eine Grobentschwefelung durch Sulfidausfällung bei der BG50 und eine Tropfkörperanlage bei der BG250 und BG500. Die verbrauchsgebundenen Kosten der Sulfidfällung entsprechen denen bei dem PSA-Verfahren. Die Tropfkörperanlage benötigt Strom für eine Pumpenanlage die Wasser mit Nährstoffen versetzt.
- Die Feinent Schwefelung erfolgt in einem kaliumjodierten Aktivkohlefilter. Die Investitionskosten



sind für alle Anlagen gleich. Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem Preis der Aktivkohle – 5,00 bis 5,65 €/kg je nach Anlagengröße – und den Kosten für einen Austausch und Entsorgung des Filters mit pauschal 2.500 €.

- Die Gastrocknung erfolgt über kalt regenerierende Druckwechseladsorptionsanlagen, die für den Betrieb nur Strom benötigen, Betriebsmittel fallen nicht an.
- Die Gasverdichtung erfolgt über Verdichter, deren Investitionskosten sich aus Anlagen der Druckwechseladsorption ergeben. Die verbrauchsgebundenen Kosten beziehen sich auf den Stromverbrauch.

Zusätzlich zu den Investitionskosten der einzelnen Anlagenteile werden Bauneben- und Planungskosten mit 5 %, bzw. 9,8 bis 13,4 % der gesamten Investitionssumme angerechnet.

Tabelle 6-15: Aufbereitung Zusatzgas

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
Grobentschwefelung	10.000	89.480	101.720
Feinentschwefelung	16.000	16.000	16.000
Gastrocknung	13.500	18.500	20.500
Gasverdichtung	30.000	75.600	118.250
Baunebenkosten/Planung	12.750	30.340	37.370
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>82.250</b>	<b>229.920</b>	<b>293.840</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>8.470</b>	<b>23.670</b>	<b>30.260</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>			
Wartung u. Instandhaltung	3.651	10.480	13.470
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>3.651</b>	<b>10.480</b>	<b>13.470</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>			
Strom	7.000	31.770	64.420
Betriebsmittel	9.690	18.320	35.840
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>16.690</b>	<b>50.090</b>	<b>100.260</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>28.811</b>	<b>84.240</b>	<b>143.990</b>

### 6.2.10 Einspeisung und Durchleitung

Die Kosten der Einspeisung und Durchleitung bestehen im wesentlichen aus dem technischen Aufwand zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Die Kosten der Durchleitung sind dem gegenüber nur untergeordnet. Bei der angenommenen Durchleitungsstrecke von

20 km, angenommen aufgrund der Erzeugung von Biogas im Randgebiet einer größeren Stadt und Durchleitung zu einem Industriegebiet in derselben, werden pro km 0,74 € berechnet. Diese Kosten beziehen sich auf ein Leitungsnetz mit einem Nenndurchmesser von 350 bis 500 mm. Je größer die Rohrleitungen werden, desto geringer werden die Kosten. Bei einem Durchmesser größer 1000 mm liegen diese dann bei 0,18 €/(Nm<sup>3</sup>/h) pro Jahr. Dazu werden noch spezifische Kosten für Systemdienstleistungen mit 4,34 €/(Nm<sup>3</sup>/h) pro Jahr angerechnet. In der Tabelle 6-16 sind die Durchleitungskosten für die NaWaRo-Anlagen dargestellt. Die Kosten basieren auf den Nm<sup>3</sup> Produktgas, die eingespeist werden. So können leichte Unterschiede zwischen einzelnen Aufbereitungsverfahren und verwendeten Substraten vorliegen. Je nach dem Grad der Gasreinigung und damit der Abscheidung von Gasbestandteilen verändern sich die Produktgasmengen, auch wenn der Input-Volumenstrom gleich ist.

Für die Trasse zur Einspeisestelle ins Erdgasnetz wird eine Entfernung von 1 km angenommen. Die Rohrleitung besteht aus einem Stahlrohr und wird im Erdboden verlegt. Die Investitionskosten pro m betragen bei einer Nennweite von DN100 160 €, dies ist der Fall bei Gasmengen bis 500 Nm<sup>3</sup>/h. Die Kosten der Rohrleitung setzen sich zusammen aus der Planung, dem Material, der Verlegung und dem Tiefbau. Dabei bleiben die Planungskosten bei steigendem Rohrdurchmesser gleich, die Verlegungskosten sinken und alle anderen Kosten steigen an. Die Kosten-Verteilung bei einem DN100 Rohr liegt bei 26 % Planung, 22 % Material, 35 % Verlegung und 17 % Tiefbau.

Hauptbestandteil der Kosten für eine Einspeiseanlage ist die messtechnische Einrichtung. Dazu zählen die Beschaffenheitsmessung des Gases und die Brennwertmessung. Die Anlage zur Brennwertmessung ist für alle Volumenströme gleich. Ebenso die der Beschaffenheitsmessung, eine Ausnahme ist der kleine Volumenstrom mit 50 Nm<sup>3</sup>/h, da die Einspeiseanlage nur einschienig ausgeführt ist. Bei den anderen Anlagen wird aus Gründen der Einspeisesicherheit eine zweischieenige Ausführung gewählt. Gleiches gilt für die Odorierungsanlage, die für alle Anlagen die gleiche Auslegung mit Ausnahme der BG50 hat. Die Investitionen in eine Gasdruckregelanlage und einen Mischer sind abhängig von der Volumengröße. Zu den Investitionskosten der Anlagenteile kommen noch Kosten für die Bauaufsicht und die Planung mit 4 % und 3,74 % der Investitionssumme. Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus den gesamten Investitionen und einer Nutzungs-



Tabelle 6-16: Kosten der Einspeisungsanlage

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
<b>Trassenlänge</b>	160.000	160.000	160.000
<b>Einspeisestation</b>			
Gasdruckregelanlage	9.000	14.000	50.000
Beschaffenheitsmessung	70.000	100.000	100.000
Brennwertmessgerät	25.000	25.000	25.000
Odorierung	9.000	14.000	14.000
Mischer	3.000	4.500	6.000
Bauaufsicht	4.640	6.300	7.800
Planung	4.338	5.891	7.293
<b>gesamte Investitionskosten</b>	<b>284.978</b>	<b>329.691</b>	<b>370.093</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten €/a</b>	<b>29.353</b>	<b>33.958</b>	<b>38.120</b>
<b>Betriebskosten €/a</b>			
Wartung u. Instandhaltung	5.800	7.875	9.750
<b>gesamte Betriebskosten</b>	<b>5.800</b>	<b>7.875</b>	<b>9.750</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten €/a</b>			
Betriebsmittel	11.600	15.750	19.500
Durchleitung	517	2.584	5.168
<b>gesamte Verbrauchskosten</b>	<b>12.117</b>	<b>18.334</b>	<b>24.668</b>
<b>gesamte Jahreskosten €/a</b>	<b>47.270</b>	<b>60.167</b>	<b>72.538</b>

dauer von 15 Jahren sowie dem Kalkulationszins von 6 %. Unter die betriebsgebundenen Kosten fallen Wartung und Instandhaltung mit einem Prozentsatz von 5 %/a der Investition für die Anlagen. Die verbrauchsgebundenen Kosten errechnen sich aus 10 %/a der Anlagen-Investitionen.

### 6.3 Energiegestehungskosten

Unter Energiegestehungskosten sind die Geldwerte zu verstehen, welche aufgewendet werden müssen, um eine Form von Endenergie bereit zu stellen. In den definierten Modellfällen gibt es einige Pfade, die nur aus einer Anlage bestehen, andere setzen sich wiederum aus mehreren hintereinander geschalteten Anlagen zusammen. Bei der Wärmeerzeugung aus Biogas müssen z. B. erst die Kosten für die Biogasbereitstellung ermittelt werden, um dann beispielsweise das Biogas in einer Gastherme zu verbrennen. Damit die in Größe und Art unterschiedlichen

Anlagen vergleichbar sind, werden die Kosten auf eine kWh der produzierten Nutzenergie bezogen.

Die im Folgenden betrachteten Nutzungspfade setzen sich aus den Kosten der im Kapitel Kosten der einzelnen Module vorgestellten Module zusammen. Bei der Gasaufbereitung sowie Einspeisung und Durchleitung wird auf die von der Fraunhofer Umsicht und dem GWI ermittelten Daten zugegriffen. In den erstellten Tabellen und Grafiken werden die Nutzungspfade über Kürzel beschrieben. Diese zeigen, woher die Primär- und Sekundärenergie stammt, welcher Typ von Anlage verwendet wird und die Größenordnung. Bei der Erzeugung von Strom aus Biogas werden auch die BHKW-Leistungen angegeben.

#### 6.3.1 Biogasgestehungskosten

Die entstehenden Kosten für die Erzeugung von Biogas, sowohl für Rohgas als auch für aufbereitetes Gas werden in diesem Kapitel einzeln dargestellt. Die berechneten Kosten für die einzelnen Gasqualitäten bleiben für alle folgenden Nutzungsmöglichkeiten gleich. Wenn z. B. die Stromgestehungskosten in einem zentralen BHKW berechnet werden, müssen nicht die gesamten anfallenden Kosten der Biogaserzeugung beachtet werden sondern nur die Kosten des genutzten Gases. So kann man sich für ein Gas bestimmter Herkunft entscheiden und dieses für verschiedene Konversionswege in Endenergie umwandeln. Für eine Bewertung der Kosten werden alle anfallenden Kosten entweder auf das Rohgas vor der Aufbereitungsanlage oder das Produktgas nach der Aufbereitungsanlage bzw. der Einspeisung bezogen. Die spezifische Bezugsgröße ist dabei eine Kilowattstunde Heizwert. Bei einem Bezug auf das Rohgas muss aber beachtet werden, dass der absolute Energiegehalt des Rohgases höher ist als im Produktgas. Die Ursache liegt in den Methanverlusten der Aufbereitung. Für die weiteren Berechnungen werden die Kosten auf das Produktgas bezogen. Wenn in einem zentralen BHKW aufbereitetes Biogas verwendet wird, trägt der BHKW – Betreiber mit jeder kWh bezogenem Biogas die Kosten der Herstellung des Biogases. Die Gestehungskosten des Produktgases müssen somit dem Mindesterlös des Biogasanlagenbetreibers entsprechen.

Die Kosten des Produktgases ergeben sich, wie in Abbildung 6-2 dargestellt, aus drei verschiedenen Stufen. Diese bestehen aus der Erzeugung von Rohbiogas, der anschließenden Aufbereitung des Gases mit unterschiedlichen Verfahren und der Einspeisung und Durchleitung ins Erdgasnetz. Die sich daraus ergebenden Kosten beziehen sich dann auf das Erd-



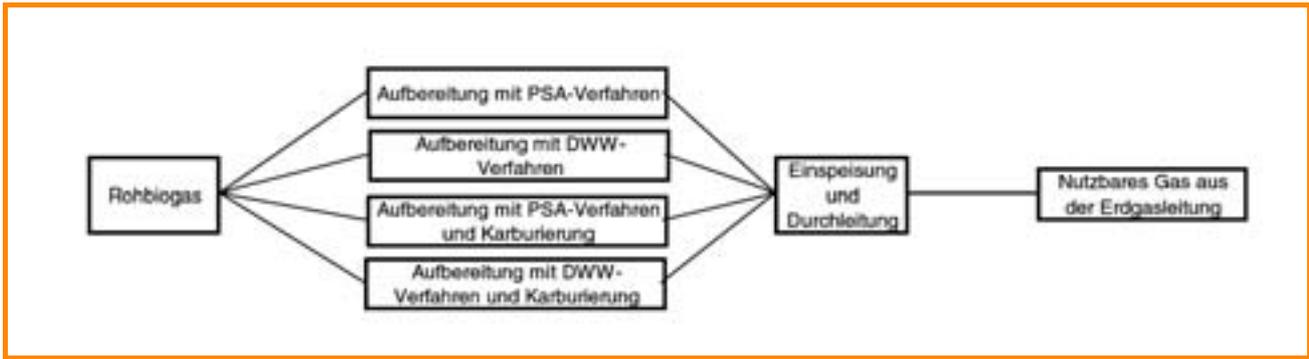


Abb. 6-2: Stufen der Produktgaserzeugung

gas, das der Erdgasleitung entnommen werden kann. Sobald das Biogas ins Erdgasnetz eingespeist wird, kommt es zu einer Vermischung und an der Entnahmestelle wird Erdgas entnommen. Das entnommene Gas wird mit den Kosten der Biogaserzeugung belegt. Bei der Konversion in einem BHKW soll Gas aus Biomasse verwendet werden, damit die entsprechenden Vergütungen nach EEG für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwendet werden können. Es ist vom Betreiber schließlich nachzuweisen, dass die Menge entnommenen Gases auch an anderer Stelle eingespeist wird. Die Art und Kosten des Gases richten sich nach dem Rohbiogas und der entsprechenden Aufbereitung. Die Qualität des entnommenen Gases ist immer gleich, jedoch differieren die Kosten aufgrund der Erzeugung des Gases.

In den folgenden Kapiteln werden die Gesteungskosten des Biogases bei der Verwendung verschiedener Aufbereitungsverfahren für die möglichen Erdgasqualitäten dargestellt. Die Darstellung der spezifischen Gesteungskosten erfolgt sowohl tabellarisch als auch grafisch. **Die Kosten werden immer auf das Produktgas bezogen**, da es bei den verschiedenen Aufbereitungsverfahren zu Brennwertanhebungen

und Methanverlusten kommt, die im Produktgas berücksichtigt sind. Bei einem Bezug aufs Rohbiogas wären zwar die verschiedenen Verfahren gleichgestellt, jedoch müssen die unterschiedlichen Energiegehalte in den weiterführenden Berechnungen berücksichtigt werden.

Für die Berechnung der Energiegestehungskosten wie Wärme, Kraftstoff und Strom wird aufgrund der Vielfalt von Aufbereitungsmöglichkeiten nur mit einem Verfahren gerechnet und zwar der Erdgas-H Qualität durch Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren. Die Unterschiede der Energiegestehungskosten beruhen nur auf den Kosten des Produktgases. Wird z. B. für die Stromerzeugung eine andere Gasqualität verwendet, so unterscheiden sich die Gesteungskosten im gleichen Maße wie die Kosten des Produktgases. Bei der Nutzung im dezentralen BHKW werden die Kosten für das Rohbiogas verwendet. Zur zentralen Nutzung wird aufbereitetes Biogas benötigt. Die Tabelle 6-17 gibt sowohl für Rohbiogas, als auch für aufbereitetes Biogas eine Übersicht über die produzierten Volumenströme und den Energiegehalt des Biogases.



Tabelle 6-17: Nutzbare Biogasmenge und Energiegehalte von Rohbiogas und Produktgas

ohne LPG-Zugabe	BG 50 G	BG 250 G	BG 500 G	BG 50 N	BG 250 N	BG 500 N	BG 500 B
Rohbiogas in Nm <sup>3</sup> /a	400.000	2.000.000	4.000.000	400.000	2.000.000	4.000.000	4.000.000
Rohbiogas in kWh/a	2.280.000	11.400.000	22.800.000	2.120.000	10.600.000	21.200.000	24.800.000
Produktgas (DWW-Verfahren) in Nm <sup>3</sup> /a	229.600	1.148.800	2.298.400	216.000	1.076.000	2.156.000	2.497.436
Produktgas (DWW-Verfahren) in kWh/a	2.224.824	11.131.872	22.271.496	2.082.240	10.372.640	20.783.840	24.225.136
Produktgas (PSA-Verfahren) in Nm <sup>3</sup> /a	224.000	1.115.200	2.232.000	208.000	1.048.000	2.092.000	2.422.783
Produktgas (PSA-Verfahren) in kWh/a	2.168.320	10.795.136	21.605.760	2.003.040	10.092.240	20.145.960	23.501.000

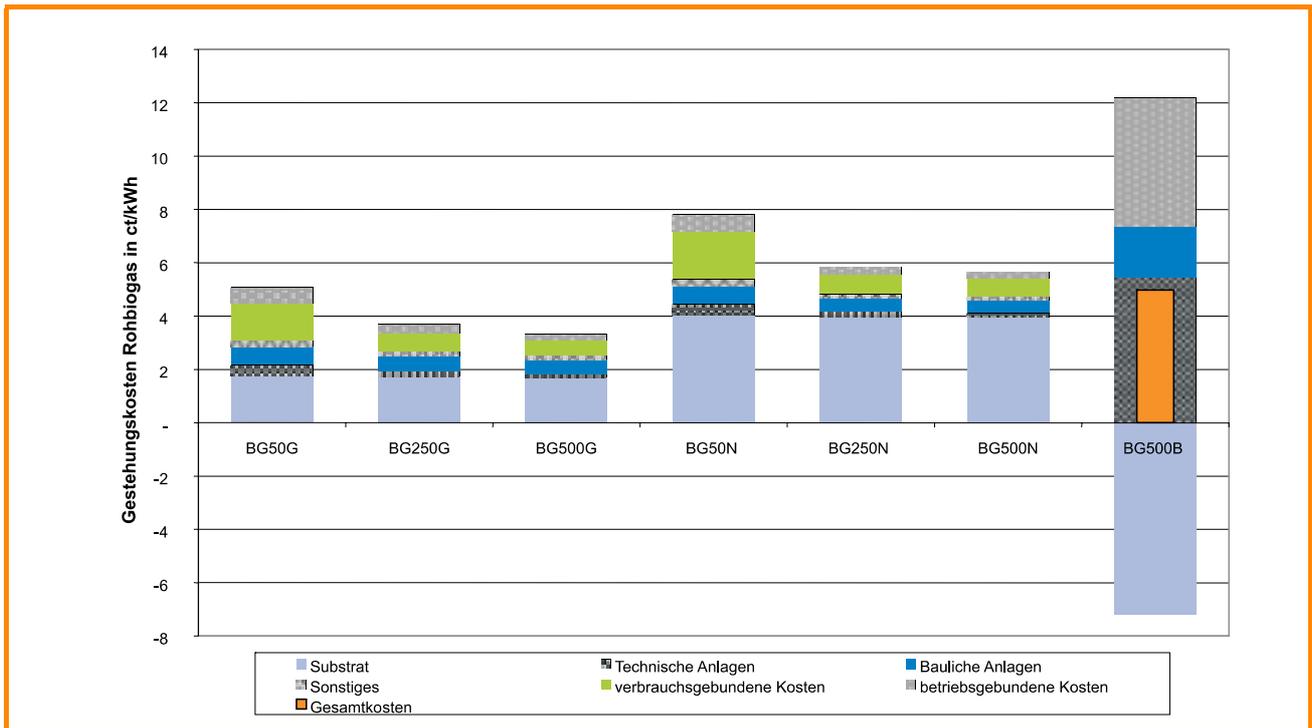


Abb. 6-3: Kosten des Rohbiogases

Bei den Produktgasmengen kommt es zu Unterschieden zwischen den einzelnen Aufbereitungsqualitäten, da entweder LPG oder Luft zugemischt wird. Bei der Zusatzgasqualität ergeben sich andere Mengen durch die geringere Aufbereitung.

### 6.3.1.1 Kosten des Rohbiogases

Bei der Ermittlung der Rohbiogaskosten werden sechs Kostenblöcke berücksichtigt: das Substrat, die kapitalgebundenen Kosten durch technische-, bauliche Anlagen und Sonstiges, die verbrauchsgebundenen Kosten und die betriebsgebundenen Kosten. In der Abbildung 6-3 werden die Gesteungskosten des Rohbiogases für eine dezentrale Nutzung dargestellt. Die Kosten von Rohbiogas für eine zentrale Nutzung sind etwas günstiger, da bei direkter Nutzung von Biogas eine Entschwefelungsanlage zur Gasreinigung in den Kosten für technische Anlagen enthalten ist. Die Kosten für eine Gasreinigung sind bei der zentralen Nutzung komplett in den Aufbereitungskosten enthalten. Die gesamten jährlichen Anlagenkosten werden auf den Energiegehalt von 8.000 h Biogasproduktion umgelegt. Die Begrenzung auf 8.000 h wird vorgenommen, da bei der weiteren Aufbereitung auch nur das in dieser Zeit erzeugte Biogas weiterverarbeitet wird und Schwankungen in der Biogasproduktion damit berücksichtigt werden. Auch bei den Anlagen mit dezentraler Nutzung des Gases kann mit

8.000 h/a Nutzungsdauer des BHKW gerechnet werden. Als Grundlage für die Ermittlung der Energiemenge, die als Bezugsbasis dient, werden die real zu erwartenden Methangehalte beachtet. Das Rohbiogas aus 90 % (Massebasiert) Gülle hat einen Methananteil von 57 %, bei einem NaWaRo-Anteil von 90 % erhält man 53 % Methan und bei Bioabfall sind es 62 %. Im Vergleich dazu sind es bei dem Biogas aus der Holzvergasung 36,75 %. Dabei wird für den Normkubikmeter Methan ein Energiegehalt von rund 10 kWh ( $\text{CH}_4: \text{H}_1 = 9,97 \text{ kWh/Nm}^3$ ) angenommen, dies ergibt z. B. bei einem Methananteil von 57 % im Biogas einen Energiegehalt von  $5,7 \text{ kWh/m}^3$  Rohgas. In der Tabelle 6-17 sind die entsprechenden Biogas- und Energiemengen dargestellt. Die resultierenden Kosten für das Rohbiogas stellt Abbildung 6-3 dar.

### 6.3.1.2 Kosten der Aufbereitung zu Erdgas-H Qualität

Bei einer zentralen Nutzung von Biogas ist es entscheidend, zu welchen Kosten das Biogas dem Erdgasnetz entnommen wird. Diese Kosten ergeben sich aus der Erzeugung von Biogas, der Aufbereitung zu Produktgas, der Einspeisung ins nächstgelegene Erdgasnetz und den Durchleitungsgebühren. Die Durchleitungsgebühren fallen an, weil davon ausgegangen wird, dass der Betreiber einer zentralen Konversionsanlage das Produktgas direkt vom Erzeuger bezieht.

Tabelle 6-18: Jährliche Kosten bei der Bereitstellung von Biogas ins Erdgasnetz

	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N	BG500 B
<b>Kostenblock 1: Substratbereitstellung</b>							
jährliche Kosten in €	36.450	179.550	360.450	78.000	390.000	780.000	-1.785.000
<b>Kostenblock 2: Substrataufbereitung und Lagerung</b>							
jährliche Kosten in €	3.370	16.600	26.659	7.239	28.856	57.712	
<b>Kostenblock 3: Konversion Primärenergieträger</b>							
jährliche Kosten in €	75.909	210.705	351.207	79.414	187.347	340.272	2.954.004
<b>Kostenblock 4.1: Aufbereitung DWW-Verfahren</b>							
jährliche Kosten in €	131.083	195.579	273.927	131.083	195.579	273.927	273.927
<b>Kostenblock 4.2: Aufbereitung PSA-Verfahren</b>							
jährliche Kosten in €	102.393	185.414	268.318	102.393	185.414	268.318	268.318
<b>Kostenblock 5: Transport und Durchleitung</b>							
jährliche Kosten in €	47.308	60.339	72.863	47.270	60.167	72.538	73.233
<b>DWW-Verfahren</b>							
gesamte Investition	1.334.320	2.401.351	3.428.171	1.358.869	2.366.112	3.587.854	16.580.884
gesamte jährliche Kosten in €	294.119	662.773	1.085.106	343.006	861.949	1.524.448	1.516.164
kapitalgebundene Kosten	135.596	240.242	341.018	137.503	235.095	352.624	1.947.264
betriebsgebundene Kosten	52.798	87.115	110.285	52.086	80.460	108.996	1.195.738
verbrauchsgebundene Kosten	105.725	335.416	633.803	153.417	546.394	1.062.828	-1.626.637
<b>PSA-Verfahren</b>							
gesamte Investition	1.195.070	2.396.371	3.557.151	1.219.619	2.361.132	3.716.834	16.709.864
gesamte jährliche Kosten in €	265.429	652.608	1.079.497	314.316	851.784	1.518.839	1.510.555
kapitalgebundene Kosten	121.253	239.729	354.303	123.160	234.582	365.909	1.960.549
betriebsgebundene Kosten	46.151	86.873	116.501	45.439	80.218	115.212	1.201.954
verbrauchsgebundene Kosten	98.025	326.006	608.693	145.717	536.984	1.037.718	-1.651.747

Er nimmt also genau die Mengen ab, die auch für ihn eingespeist werden.

Da Biogas auf verschiedene Art aufbereitet werden kann, wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit das Druckwasserwäsche-Verfahren ohne LPG-Zugabe als Referenzverfahren ausgewählt. Mit ihm werden die weiteren Kalkulationen zur Endenergiebereitstellung durchgeführt. Die Gründe dafür liegen bei dem niedrigeren Methanverlust und den günstigeren Kosten größerer Anlagen, wodurch wie in Abbildung 6-4 ersichtlich, geringere Gesteungskosten vorliegen. Das entstehende Biogas oder Produktgas hat eine Erdgas-H Qualität und kann in die meisten Gasnetze eingespeist werden. Nur in Ausnahmefällen ist es notwendig, noch eine LPG-Zugabe vorzunehmen, um die Kriterien für eine Einspeisung zu erfüllen. Ein Vergleich des Rohbiogases mit dem Produktgas ist dabei nicht direkt möglich, da die Kosten durch die Methanverluste auf einen anderen Energiegehalt bezogen werden. Um den Ver-

gleich der beiden üblichen Aufbereitungstechniken, des Druckwasserwäsche (DWW) Verfahrens und Druckwechseladsorptions (PSA) Verfahrens zu ermöglichen, werden in den folgenden Tabellen die Kosten gegenüber gestellt und bewertet.

Tabelle 6-18 zeigt die jährlich anfallenden Kosten für die Erzeugung und Aufbereitung von Biogas. Der Unterschied zwischen dem DWW- und PSA-Verfahren liegt im Kostenblock 4, alle anderen Kosten sind gleich. Die Anlage der Bioabfallvergärung ist bezogen auf die Gasaufbereitung zu behandeln wie die übrigen Biogasanlagen. Ihre Besonderheit liegt in der Substratbereitstellung, da hier keine Kosten anfallen, sondern Entsorgungserlöse zu erzielen sind. Die jährlich anfallenden Kosten werden dann noch aufgeteilt in die kapitalgebundenen, betriebsgebundenen und variablen Kosten. Die Aufteilung bezieht sich auf die gesamten Kosten. Für eine genauere Betrachtung der



einzelnen Kostenblöcke müssen die Tabellen des Kapitel 6.2 hinzugezogen werden.

Beim Vergleich der Kosten fällt auf, dass sich mit steigender Anlagengröße die Gesamtkosten bezüglich der beiden Aufbereitungsverfahren einander nähern. Bei der kleinen Biogasanlage ist die Aufbereitung mit dem PSA-Verfahren noch deutlich im Vorteil. Doch bei großen Durchsatzmengen liegt das DWW-Verfahren nahe beim PSA-Verfahren. Werden die Kosten auf den Energiegehalt des verfügbaren Produktgases umgelegt, so ist ein anderer Trend erkennbar. Das DWW-Verfahren liegt dann im Vorteil, da hier geringere Methanverluste bei der Aufbereitung auftreten. Dadurch steht mehr Produktgas nach der Aufbereitung zur Verfügung, wodurch die spezifischen Kosten sinken, wenn die Kosten auf das Produktgas umgelegt werden (siehe Tabelle 6-19). Die Basis für die Berechnung der Kosten pro kWh findet sich in der vorangegangenen Tabelle 6-17. Dort ist schon erkennbar, dass nach der Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren mehr Produktgas und damit Energie zur Verfügung steht. Bei den kleinen Biogasanlagen mit 50 Nm<sup>3</sup>/h Biogasstrom liegt die Aufbereitung mittels PSA-Verfahren zwar aufgrund der großen Investitionskostenunterschiede der Verfahren noch im Vorteil, bei den größeren Anlagen machen sich dann aber die geringen spezifischen Kosten des DWW-Verfahrens bemerkbar. Diese Kostenunterschiede liegen aber mit 0,01 bis 0,2 ct in einem Bereich, der zum Einen

keine großen Auswirkungen auf die weitere Nutzung hat und zum Anderen wahrscheinlich im Bereich der Verhandlungsspielräume mit den Anlagenbetreibern und Anlagenanbietern liegt.

Die Produktgaskosten inklusive der Einspeisung und Durchleitung für die Erzeugung aus Gülle liegen bei dem DWW-Verfahren bei 4,9 ct bis 13,2 ct pro kWh. Bei der Erzeugung aus Maissilage belaufen sich die Kosten auf 7,3 ct bis 16,5 ct für eine Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren. Die Anlage mit Bioabfallvergärung liegt mit 6,8 ct/kWh zwischen den Gülle- und NaWaRo-Anlagen. Beim Vergleich der Gülle- und der NaWaRo-Anlagen fällt auf, dass die Produktgaskosten um 2,5 bis zu 3,3 ct/kWh differieren. Dies kommt zum Einen durch die höheren Substratkosten und zum Anderen durch den geringeren Energiegehalt des Gases aus NaWaRo-Anlagen. Dadurch werden die Kosten auf eine geringere Energiemenge umgelegt und die Kosten pro kWh steigen. Um die Anteile der einzelnen Kostenblöcke an den Gesamtkosten deutlicher darzustellen, werden die Prozentanteile der Kostenblöcke an den Gesamtkosten ermittelt. Bei den Substratkosten ist für beide Verfahren ein Anstieg mit der Anlagengröße zu sehen. Bei den NaWaRo-Anlagen mit 250 Nm<sup>3</sup>/h und mehr wird der Nachteil ersichtlich, dass für die Produktion und Lagerung von Maissilage die Hälfte aller Kosten aufgebracht werden müssen. Hier ist zu überlegen, wie beim Anbau von Mais Kosten reduziert und Erträge



Tabelle 6-19: spezifische Kosten des Produktgases bei Erdgas-H Qualität

spezifische Kosten in ct/kWh bezogen auf das Produktgas							
ct/KWh	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N	BG500 B
<b>DWW-Verfahren</b>							
gesamte Investition	59,97	21,57	15,39	65,26	22,81	17,26	68,44
gesamte jährliche Kosten	13,22	5,95	4,87	16,47	8,31	7,33	6,26
kapitalgebundene Kosten	6,09	2,16	1,53	6,60	2,27	1,70	8,04
betriebsgebundene Kosten	2,37	0,78	0,50	2,50	0,78	0,52	4,94
verbrauchsgebundene Kosten	4,75	3,01	2,85	7,37	5,27	5,11	-6,71
<b>PSA-Verfahren</b>							
gesamte Investition	55,12	22,20	16,46	60,89	23,40	18,45	71,10
gesamte jährliche Kosten in €	12,24	6,05	5,00	15,69	8,44	7,54	6,43
kapitalgebundene Kosten	5,59	2,22	1,64	6,15	2,32	1,82	8,34
betriebsgebundene Kosten	2,13	0,80	0,54	2,27	0,79	0,57	5,11
verbrauchsgebundene Kosten	4,52	3,02	2,82	7,27	5,32	5,15	-7,03

Tabelle 6-20: Prozentanteile der Kosten am Ausspeisepunkt

	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N	BG500 B
<b>DWW-Verfahren</b>							
Substratkosten	13,5 %	29,6 %	35,7 %	24,9 %	48,6 %	55,0 %	-117,7 %
Biogasanlage	25,8 %	31,8 %	32,4 %	23,2 %	21,7 %	22,3 %	194,8 %
Aufbereitung	44,6 %	29,5 %	25,2 %	38,2 %	22,7 %	18,0 %	18,1 %
Einspeisung und Durchleitung	16,1 %	9,1 %	6,7 %	13,8 %	7,0 %	4,8 %	4,8 %
<b>PSA-Verfahren</b>							
Substratkosten	15,0 %	30,1 %	35,9 %	27,1 %	49,2 %	55,2 %	-118,2 %
Biogasanlage	28,6 %	32,3 %	32,5 %	25,3 %	22,0 %	22,4 %	195,6 %
Aufbereitung	38,6 %	28,4 %	24,9 %	32,6 %	21,8 %	17,7 %	17,8 %
Einspeisung und Durchleitung	17,8 %	9,2 %	6,7 %	15,0 %	7,1 %	4,8 %	4,8 %

erhöht werden können, um die Nutzung von Mais-silage als NaWaRo rentabler zu machen. Beim Anteil der Biogasanlage selbst, an den gesamten Kosten lässt sich keine direkte Tendenz ausmachen. Die Anteile liegen für alle Anlagen auf etwa gleichem Niveau. Der Anteil der Kosten für die Aufbereitung dagegen nimmt mit der Anlagengröße beträchtlich ab. So ist der Anteil des DWW-Verfahrens bei einer Biogasanlage mit 500 Nm<sup>3</sup>/h um ca. 20 % geringer, als bei einer Biogasanlage mit 50 Nm<sup>3</sup>/h. Ähnlich ist es bei der Einspeisung und Durchleitung, hier nehmen die Anteile um bis zu 10 % ab. Damit lässt sich ableiten, dass die spezifischen Kosten für Aufbereitung und Einspeisung deutlich mit der Anlagengröße sinken.

In der Abbildung 6-4 sind die Gestehungskosten des Produktgases bei Einspeisung ins Erdgasnetz vergleichend gegenübergestellt. Es ist das DWW- und PSA-Verfahren für die jeweilige Anlagengröße nebeneinander gestellt. Die Kosten wurden dabei auf das Produktgas bezogen. Dadurch kommt es bei gleichen Biogasanlagengrößen zu kleinen Unterschieden, z. B. beim Anteil des Substrates. Es wird deutlich, dass nicht das Aufbereitungsverfahren ausschlaggebend für die Kosten ist, sondern die Größe der Anlage und das genutzte Substrat. In den betrachteten Modellfällen ist die Erzeugung von Biogas aus Gülle am günstigsten. Die Gründe dafür liegen bei den geringeren Kosten für die Substrate und im höheren Methangehalt im Biogas. Der Vorteil der geringeren Investitionen in die Biogasanlage bei der NaWaRo-Vergärung wirkt sich nicht deutlich auf die Kosten aus. Die Bioabfallanlage liegt in etwa auf dem Niveau der NaWaRo-Anlagen. Dies resultiert aus den Erlösen, die mit der Abnahme von Bioabfall verbunden sind.

Im Vergleich zu einem Erdgaspreis von 3,6 ct/kWh<sub>HS</sub>, das entspricht einem Preis von ca. 4,0 ct/kWh<sub>HI</sub> sind die Biogasanlagen nicht wirtschaftlich. Nur die betrachtete große Gülle-Anlage kommt mit ihren Produktgaskosten in diesen Bereich. Da die Preise für Erdgas von der Region und den Abnahmemengen abhängig sind, könnte diese Modellanlage unter bestimmten Voraussetzungen mit dem Erdgaspreis vergleichbar sein.

### 6.3.1.3 Sensitivität am Beispiel einer NaWaRo-Anlage und der Bioabfallanlage

Durch gezielte Auswahl der untersuchten Parameter bei der Sensitivität können verschiedene externe Effekte wiedergegeben werden. Durch Änderungen des Marktes, der Technik oder der Standortbedingungen können die Kosten der Biogaserzeugung zum Teil erheblich beeinflusst werden. Eine Veränderung der Substratkosten ist z. B. bei der Maissilage durch geringeren Arbeitseinsatz oder den Anbau von Mais, der speziell für die Vergärung angebaut wird, möglich. Eine Veränderung der Investitionskosten der Biogasanlage kann durch Förderungsmaßnahmen oder auch durch die Angebotssituation des Marktes geschehen.

Am Beispiel der NaWaRo-Anlage mit einem Biogas-Output von 250 Nm<sup>3</sup>/h und einer Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren werden die Auswirkungen verschiedener Kostenänderungen berechnet. Die Kosten für das Substrat, das Personal und die Investition der Biogasanlage, die jährlichen Kosten der Aufbereitung und die Trassenlänge zur Einspeisung ins Erdgasnetz wurden um jeweils 50 % nach oben und unten variiert. Aus der Abbildung 6-5 wird ersicht-



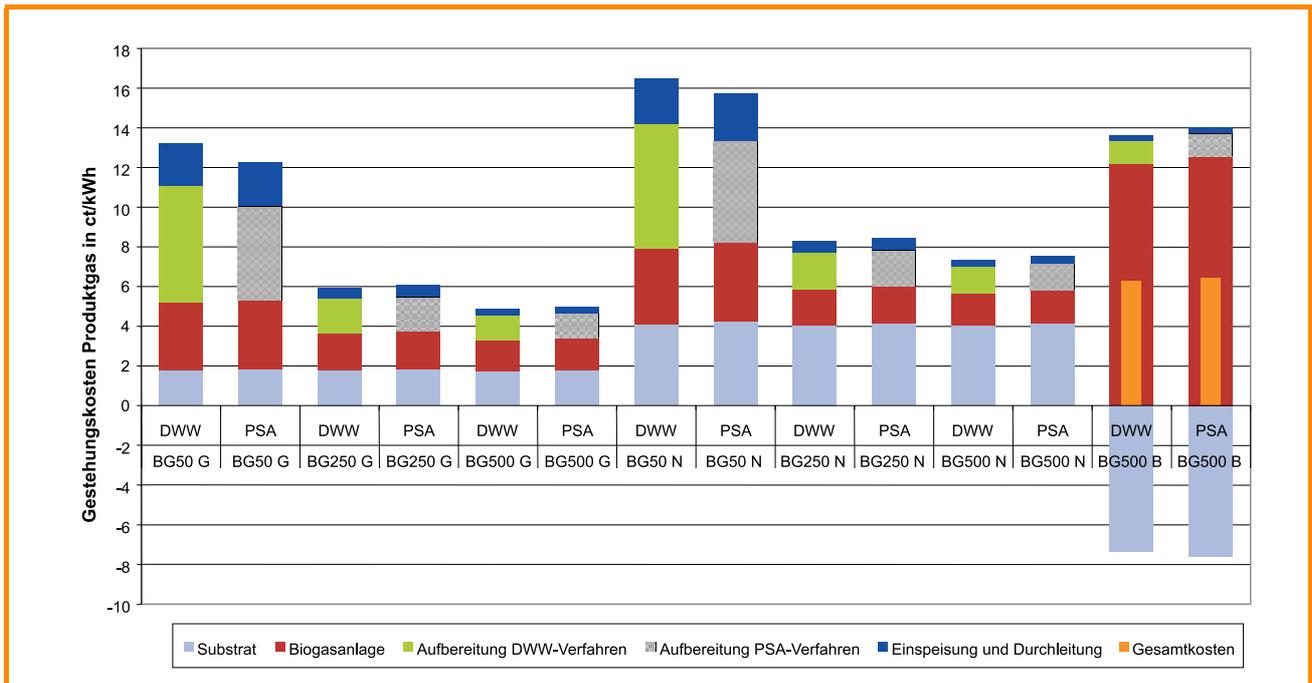


Abb. 6-4: Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität ohne Flüssiggas-Zugabe

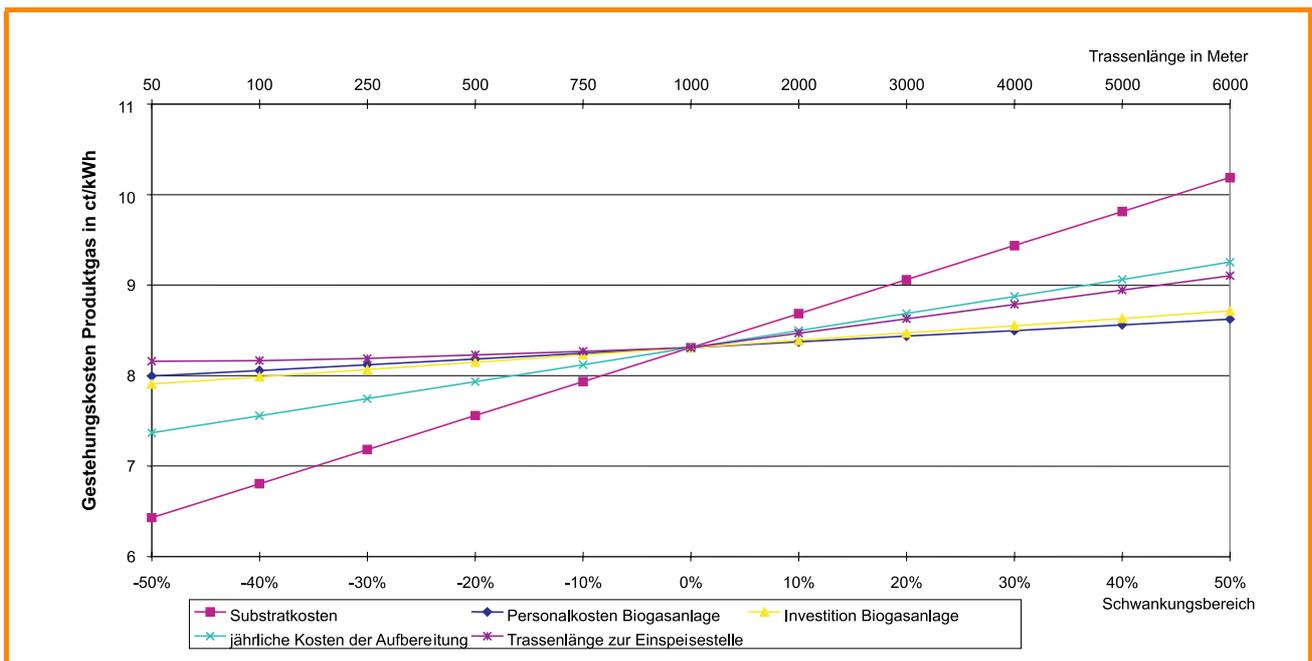


Abb. 6-5: Sensitivität der Biogastehungskosten bei der BG250 N

lich, dass die Substratkosten den größten Einfluss haben.

Bei Kosten für das Substrat von nur 20 € pro t können die Kosten für eine kWh Biogas um ca. 1,2 ct gesenkt werden. Auch die Kosten der Aufbereitung üben einen großen Einfluss auf die Biogaskosten aus. Bei einer Senkung der Kosten um 50 % ist das Biogas 1 ct/kWh günstiger. Der Einfluss der anderen Kosten ist weit weniger bedeutend. Wenn die Biogasteste-

hungskosten gesenkt werden sollen, liegen die wirkungsvollsten Eingriffsmöglichkeiten bei den Substrat- und Aufbereitungskosten.

Werden bei der Bioabfall-Anlage einige Parameter variiert, so ergibt sich ein anderes Bild als bei der NaWaRo-Anlage. Auffällig ist die gegenläufige Gerade der Substratkosten. Durch die Erlöse der Bioabfallentsorgung wirkt sich eine Zunahme positiv auf die spezifischen Kosten aus. Als Ausgangspunkt wer-

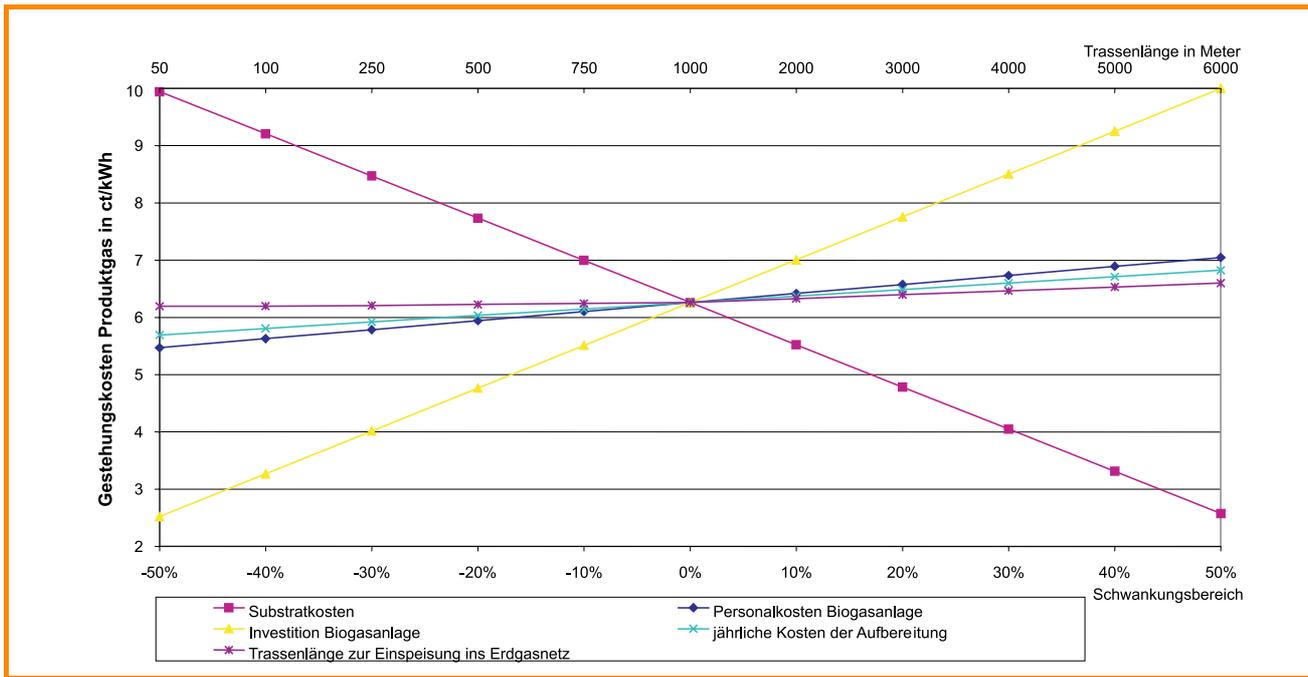


Abb. 6-6: Sensitivität der Biogastgestehungskosten bei der BG500 B

den 35 € Erlöse pro t angenommen. Werden die Erlöse verdoppelt, so sinken die Produktgaskosten von 6,8 ct auf 2,8 ct pro kWh. Dieser Schritt wäre denkbar, wenn sich die Verteilung der Kosten bei der Abfallentsorgung dahin gehend ändern, dass die Bioabfallentsorgung nicht durch die anderen Entsorgungsgebühren mitgetragen wird. Wird durch die Vergärung von Bioabfall ein Produktgas erzeugt, das mit Kosten von 2,8 ct/kWh ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, so sind diese Kosten auch vergleichbar mit Erdgas.

#### 6.3.1.4 Kosten der Aufbereitung zu Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe

Durch die LPG-Zugabe wird es möglich, aufbereitetes Biogas auch in Erdgasnetze einzuspeisen, für die höhere Kriterien bei der Gasqualität bestehen (Brennwert und Wobbe-Index). Die Art der Aufbereitung entspricht den Anlagen ohne eine Flüssiggas-Zugabe, es wird sowohl das PSA-, als auch das DWW-Verfahren betrachtet. Es muss beachtet werden, dass bei einem möglichen Vergleich der Energiegestehungskosten der LPG-Anteil des aufbereiteten Gases herausgerechnet werden muss, um die spezifischen Kosten besser vergleichen zu können. Der LPG-Anteil verändert aufgrund seiner geringeren Kosten und höheren Energiegehalte die spezifischen Kosten. Außerdem kann dieses Gas nicht als vollwertiges Gas aus Biomasse angesehen werden. In der Tabelle 6-21 sind

die Produktgas- und Energiemengen für die Modellanlagen pro Jahr nach der LPG-Zugabe dargestellt. Vergleicht man diese Angaben mit denen der Tabelle 6-17, so kann man sehen, dass die Produktgasmenge sich bei den Gülle-Anlagen um ca. 10 % erhöht, bei einer damit verbundenen Erhöhung der Energiemenge um ca. 25 %. Dies ist unabhängig von der Art der Aufbereitung. Bei den NaWaRo-Anlagen ist die LPG-Zugabe ebenfalls unabhängig von den Aufbereitungsverfahren. Durch den geringeren Methananteil im Rohbiogas bei der NaWaRo-Vergärung müssen allerdings größere Menge LPG hinzu gefügt werden, um den gleichen Brennwert zu erreichen. Die Erhöhung der Produktgasmenge liegt bei ca. 11 %. Bei der Energiemenge sind es ca. 29 %.

Die zusätzlichen Kosten der LPG-Zugabe sind von der zugegebenen Menge LPG abhängig. Die Investitions- und Wartungskosten sind bei beiden Anlagentypen gleich. Die festen jährlichen Kosten liegen bei 220 € bei kleinen Volumenströmen, 2.200 € bei den mittleren Anlagen und 3.670 € bei den großen Anlagen. Die Kosten der LPG-Zugabe betragen zwischen 24.000 €/a und 230.000 €/a bei den Gülle-Anlagen. Für die NaWaRo-Anlagen sind diese Kosten ca. 5 % höher. Werden nun die gesamten Kosten der Biogaserzeugung, Aufbereitung und Einspeisung auf die in der Tabelle 6-21 angegebenen Mengen bezogen, so ergeben sich die in Abbildung 6-4 dargestellten spezifische Kosten pro kWh Produktgas.



Tabelle 6-21: Produktgasmengen bei LPG-Zugabe und Energiegehalt

mit LPG-Zugabe	BG 50 G	BG 250 G	BG 500 G	BG 50 N	BG 250 N	BG 500 N	BG 500 B
Produktgas (DWW-Verfahren) in Nm <sup>3</sup> /a	251.200	1.256.000	2.512.000	240.000	1.192.000	2.380.000	2.729.697
Produktgas (DWW-Verfahren) in kWh/a	2.785.808	13.929.040	27.858.080	2.692.800	13.374.240	26.703.600	30.299.637
Produktgas (PSA-Verfahren) in Nm <sup>3</sup> /a	244.000	1.220.000	2.440.000	232.000	1.156.000	2.312.000	2.648.100
Produktgas (PSA-Verfahren) in kWh/a	2.710.840	13.554.200	27.108.400	2.605.360	12.981.880	25.963.760	29.393.910

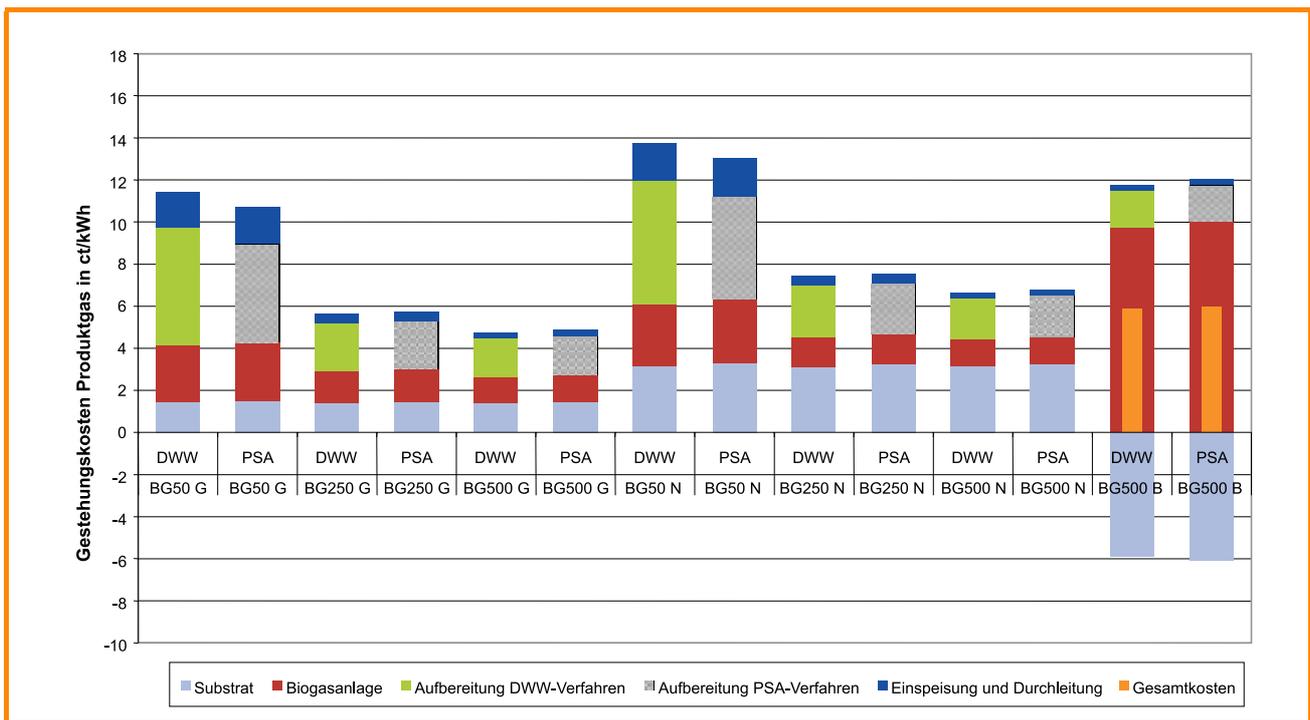


Abb. 6-7: Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe

Die spezifischen Kosten liegen bei den Gülle-Anlagen um 1,7 ct bis 0,1 ct unter den spezifischen Kosten ohne LPG-Zugabe. Bei den NaWaRo-Anlagen liegen die spezifischen Kosten um 2,6 ct bis 0,6 ct niedriger. Wenn die spezifischen Kosten über die zusätzliche Energiemenge des LPG ermittelt werden, erhält man zwar die realen Kosten für eine Abgabe des Produktgases, doch kann das Produktgas im Falle einer weiteren Konversion im BHKW nicht voll nach EEG abgerechnet werden. Für die Vergütung nach dem EEG muss die entnommene Gasmenge in gleicher Menge als Gas aus Biomasse eingespeist werden.

### 6.3.1.5 Kosten der Aufbereitung zu Erdgas-L Qualität

Die Kosten der Aufbereitung auf Erdgas-L Qualität entsprechen größtenteils denen der Erdgas-H Qualität ohne eine LPG-Zugabe. Der Unterschied besteht in der Investition in eine Luftzugabe, um den Brennwert der Erdgas-L Qualität zu erreichen. Diese Luftzugabe verursacht aber nur geringe Investitionskosten und die Unterhaltskosten beziehen sich in erster Linie auf den Stromverbrauch. Durch die Luftzugabe wird allerdings nur der Brennwert des Gases verändert, die Energiemenge aus dem Rohbiogas bleibt nahezu die gleiche, so dass die spezifischen Kosten sich nicht wesentlich ändern. Die Kosten der Luftzugabe sind so gering, dass die Auswirkungen auf die spezifischen Kosten im hunderstel Cent Bereich liegen und somit

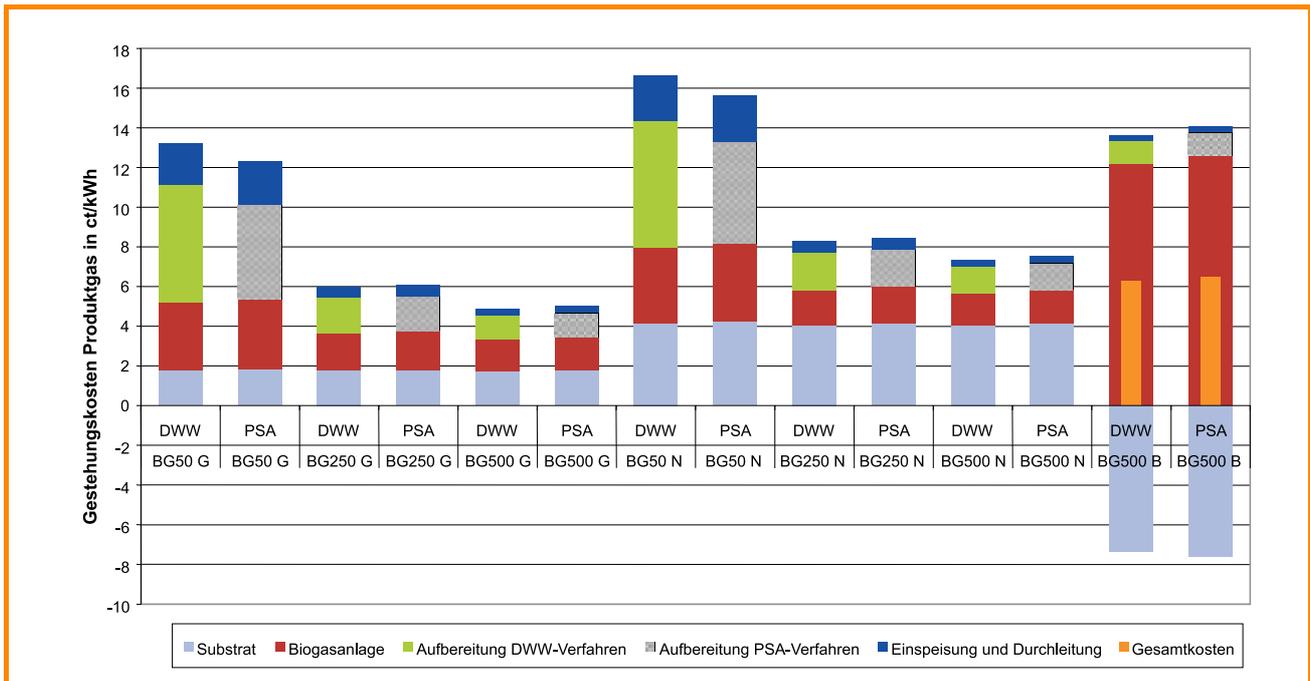


Abb. 6-8: Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-L Qualität

vernachlässigt werden können. Die Zugabe von Luft könnte sich nur bei der Auslegung von Rohrleitungen zur Einspeisung auswirken, da sich die Volumensmenge des Produktgases um ca. 10 % erhöht. Für die betrachteten Fälle der Einspeisung sind die Rohrleitungen aber ausreichend. Die spezifischen Kosten der Erdgas-L Qualität sind in der Abbildung 6-8 grafisch dargestellt.

#### 6.3.1.6 Kosten der Aufbereitung von Biogas als Zusatzgas

Die spezifischen Kosten der Aufbereitung von Biogas zu Zusatzgas beruhen auf den Anlageninvestitionen für eine Entschwefelung, Trocknung und Verdichtung des Biogases. Der Kostenaufwand bei dem Zusatzgas ist wesentlich geringer, da die aufwendigen Verfahren zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> fehlen. Da es bei der Aufbereitung zu Zusatzgas nur zu sehr geringen Methanverlusten kommt, können die Kosten auf eine größere Energiemenge umgelegt werden. Dadurch bleiben die spezifischen Kosten niedriger als bei den anderen Verfahren. Der Methanverlust liegt bei etwa 1 %. Die spezifischen Kosten des Zusatzgases sind um 0,5 bis 3,4 ct/kWh höher als beim Rohbiogas.

#### 6.3.1.7 Vergleich verschiedener Aufbereitungsqualitäten

Um einen Überblick über die verschiedenen Gasqualitäten zu geben, werden in der Abbildung 6-10 alle Gasqualitäten für zwei exemplarische Biogasanlagen dargestellt. Als Beispielanlagen dienen dafür die Biogasanlagen mit NaWaRo- und Gülle-Vergärung und 250 Nm<sup>3</sup>/h Volumenstrom.

Die LPG-Zugabe hat zwar den Vorteil, dass die Kosten des Produktgases niedriger sind, jedoch liegt das nur an der Erhöhung des Energiegehaltes zu geringen Kosten. Beim Zusatzgas sind die spezifischen Kosten am geringsten (um ca. 2,5 ct/kWh<sub>th</sub>), da der Aufwand für die Aufbereitung gering ist. Der Energiegehalt des Gases bleibt bei der Aufbereitung konstant, es kommt zu sehr geringen Methanverlusten.

#### 6.3.2 Wärmeerzeugung

Aufgrund der Tatsache, dass Erdgas zu sehr großen Teilen zur Wärmeerzeugung bei sehr hohen Wirkungsgraden eingesetzt wird, ist es naheliegend auch aufbereitetes und eingespeistes Biogas zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Aus diesen Gründen soll nachfolgend auf die Wirtschaftlichkeit dieses Nutzungspfad eingegangen werden.

Allen Anlagen wird aus Gründen der Vergleichbarkeit eine Betriebsdauer von 1.800 h unterstellt. Es



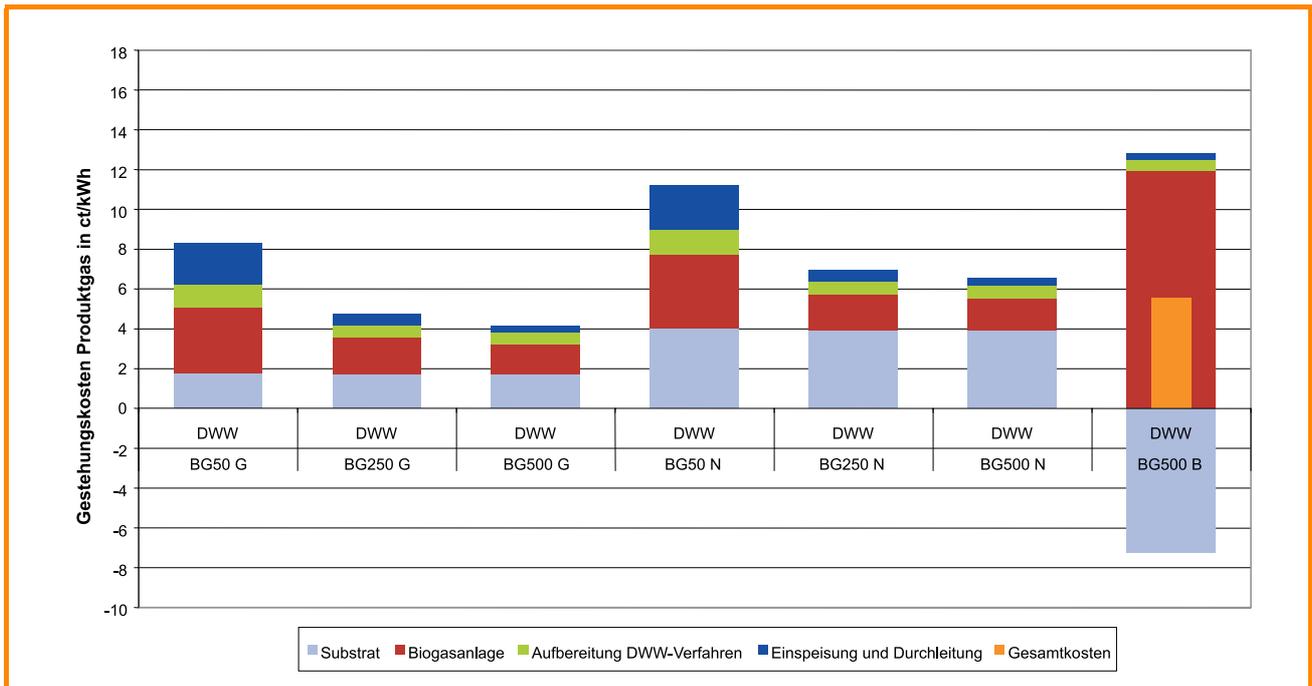


Abb. 6-9: Gesteuerungskosten des Produktgases bei Zusatzgas Qualität

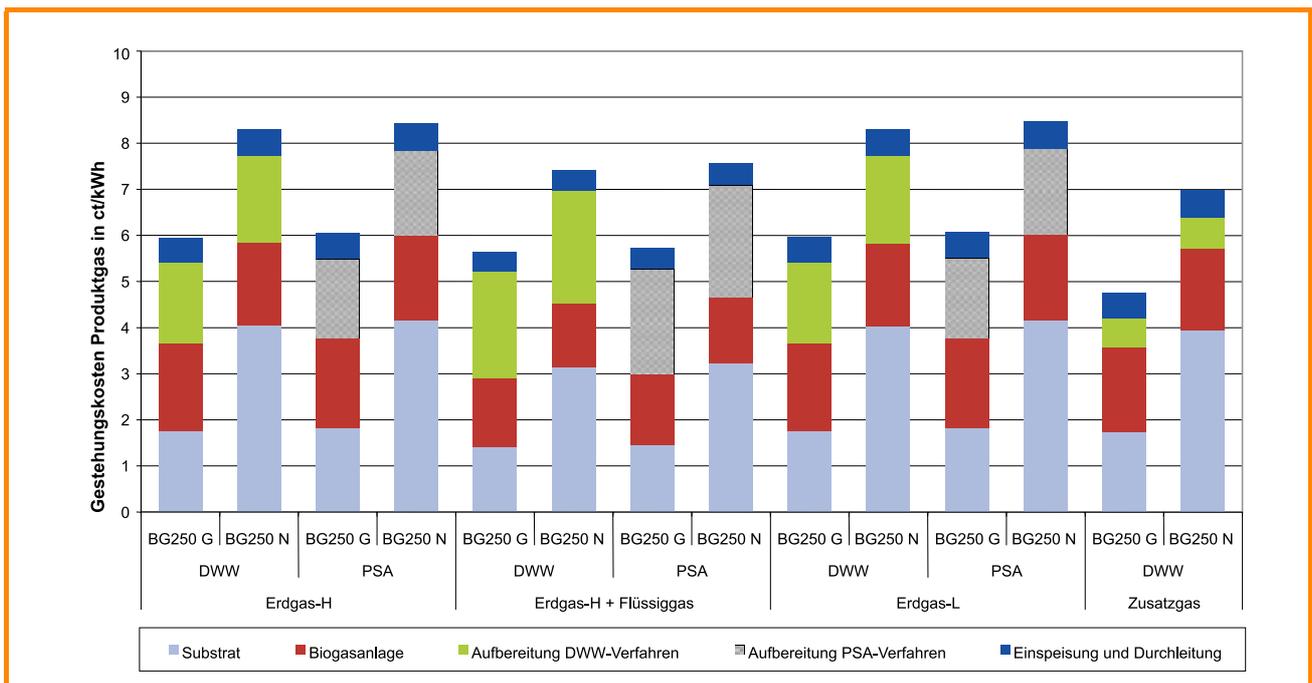


Abb. 6-10: Vergleich der spezifischen Produktgaskosten einer BG250 G und BG250 N

findet nur eine Wärmeerzeugung statt, die Verteilung im Haus wird nicht betrachtet. Bei größeren Anlagen wird jedoch die Wärmeverteilung in einem Wärmenetz einschließlich der notwendigen Hausanschlüsse berücksichtigt. Die spezifischen Kosten ergeben sich aus den Kosten für die Konversionsanlage, wie sie in Kapitel 6.2.3 dargestellt sind und dem Brennstoff sowie gegebenenfalls dem Wärmenetz. Die Brenn-

stoffkosten ergeben sich über die benötigte Menge Energie. Bei gegebener Leistung der Heizanlage wird über den jeweiligen Wirkungsgrad die zugeführte Brennstoffmenge berechnet. Die Kosten dafür sind bei der Gastherme die spezifischen Kosten des Produktgases in Abhängigkeit von der Erzeugung.

Bei der Wärmeerzeugung wird von der Nutzung einer 30 kW<sub>th</sub> Gastherme ausgegangen, das entspricht

einer jährlichen Wärmeerzeugung von 54.000 kWh<sub>th</sub>. Diese Heizungsanlage steht für eine typische Kleinanlage in einem Wohnhaus. Sie wird nicht nach der erzeugten Menge Biogas ausgelegt.

Eine Biogasanlage mit einem Rohgasvolumenstrom von 500 Nm<sup>3</sup>/h erzeugt bei der Vergärung von Gülle eine nutzbare Energiemenge von ca. 22 GWh. Da Wärme zur Hausbeheizung hauptsächlich nur im Winter genutzt wird, können aufgrund der Biogasproduktion nur 92 Gasthermen gleichzeitig versorgt werden. Bei einer Betriebszeit von 1.800 h entspricht das 22 % der erzeugten jährlichen Energiemenge. Für die restlichen 17 GWh muss eine andere Nutzungsmöglichkeit vorhanden sein, da eine Speicherung des Gases zur saisonalen Nutzung zu aufwändig ist.

Zur Abschätzung einer Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung aus Biomasse wird als Referenzanlage eine erdgasbetriebene Gastherme betrachtet. Diese ist baugleich mit der Gastherme zur Nutzung von aufbereitetem Biogas. Auch die Betriebsweise ist gleich. Die spezifischen Kosten der Wärmeerzeugung über die Erdgastherme liegen bei 6,04 ct/kWh<sub>th</sub>. In diesem Bereich liegt mit 6,9 ct/kWh<sub>th</sub> auch die Gastherme, die ihr Gas aus einer großen Gülle-Anlage mit Aufbereitung bezieht. Wird das Biogas aus kleineren Gülle-Anlagen oder auch den NaWaRo-Anlagen bezogen, so liegen die Wärmegestehungskosten deutlich über der Referenzanlage (Abbildung 6-11). Bei einer alternativen Nutzung direkt in Anlagennähe würden die Kosten der Aufbereitung und Einspei-

sung wegfallen. Die spezifischen Wärmegestehungskosten liegen dann bei den Gülle-Anlagen zwischen 5,3 und 7,1 ct/kWh und bei den NaWaRo-Anlagen zwischen 9,6 und 9,7 ct/kWh.

In der Abbildung 6-12 ist die Sensitivität der Wärme-Gestehungskosten für die 30 kW<sub>th</sub> Gastherme mit Bezug von Biogas aus der NaWaRo-Vergärung mit 250 Nm<sup>3</sup>/h dargestellt. Für die Wärmeerzeugung wurden die Betriebsstunden, der Wirkungsgrad und die Investitionskosten der Gastherme variiert. Um die Auswirkungen des Energiebezugs darzustellen, wurden die Biogaskosten bezüglich ihrer Gestehungskosten verändert. Dabei wurden keine einzelnen Parameter der Biogaskosten berücksichtigt. Der angenommene Variationsbereich entspricht nicht dem in Kapitel Sensitivität am Beispiel einer NaWaRo-Anlage und der Bioabfallanlage ermittelten maximalen Bereich von 23 % bei Veränderung eines Parameters, sondern ebenfalls der Variation um 50 %. Damit ist ein Bereich dargestellt, wie er so in den Modellfällen nicht erreichbar ist.

Als Vergleich der Kosten sind auch die Wärmegestehungskosten einer Erdgastherme dargestellt. Hier wurden die Kosten für das Erdgas um 50 % verändert und die Kosten der Erdgastherme pro kWh<sub>th</sub> konstant gelassen.

Die Kostenreduzierung über den Wirkungsgrad ist begrenzt, mit 105 % ist schon der optimale Wirkungsgrad erreicht und ein Wirkungsgrad von 110 % ist nur theoretisch denkbar. Sind jedoch nur geringere Wir-

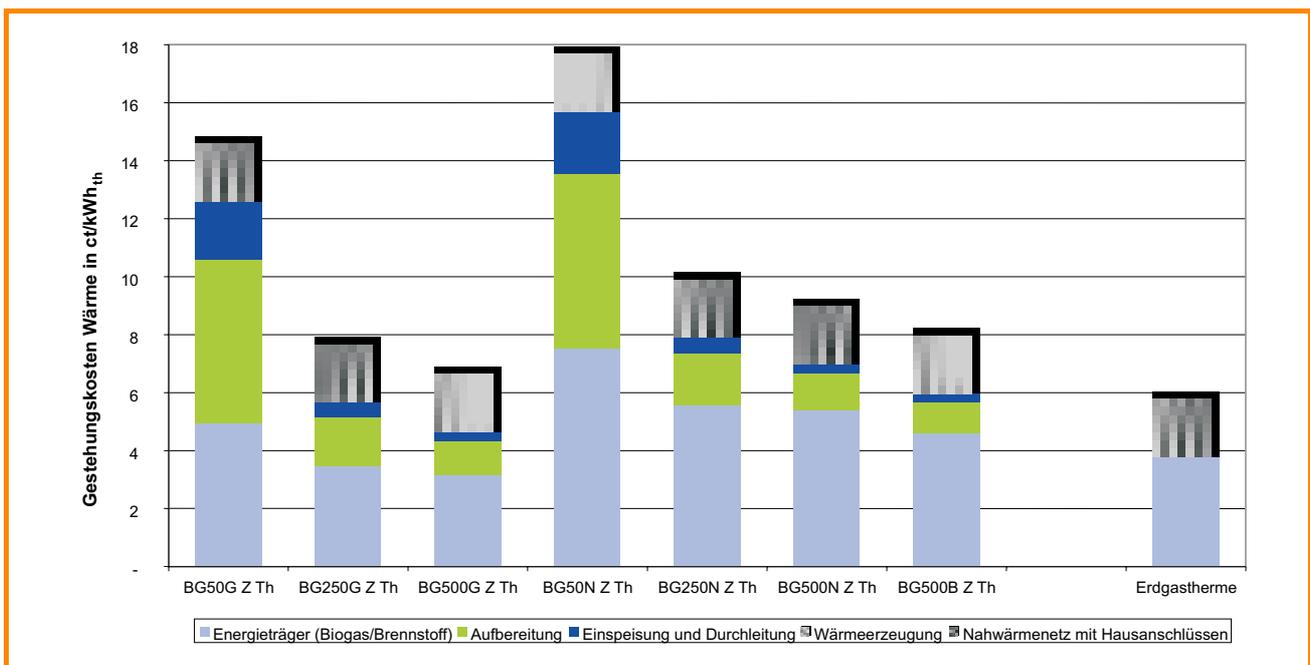


Abb. 6-11: Wärmegestehungskosten



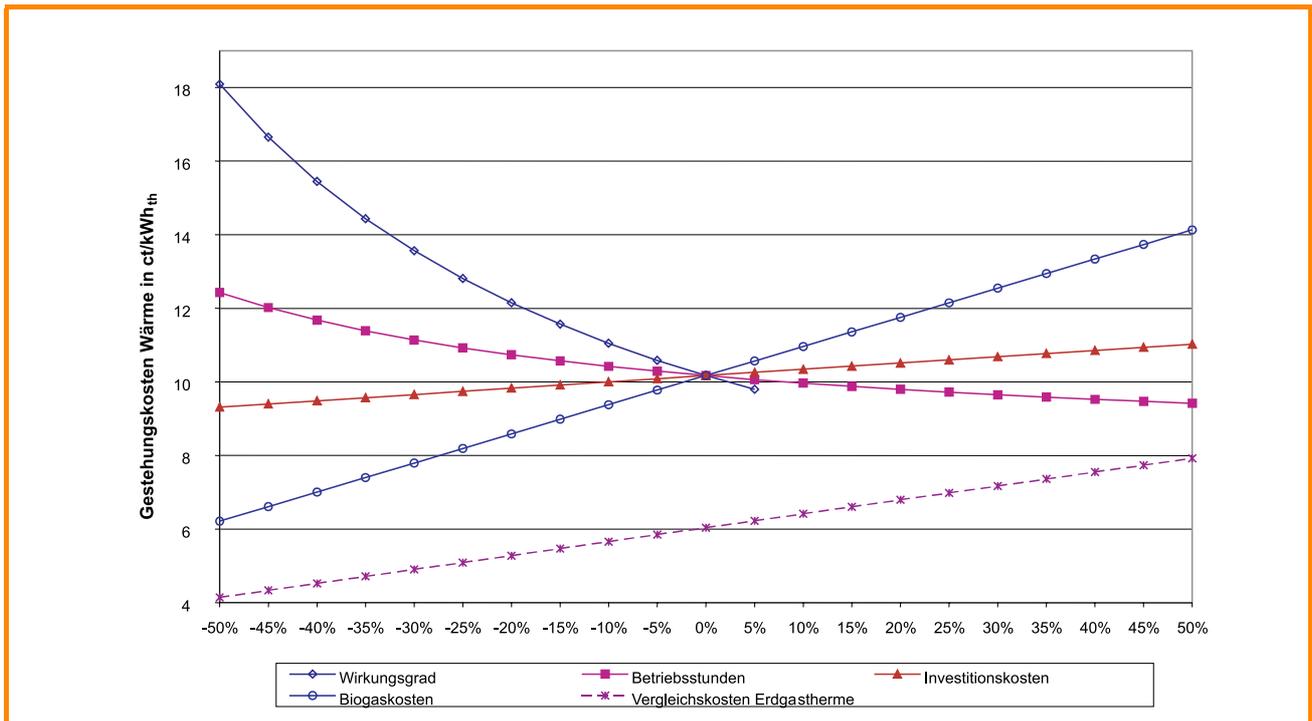


Abb. 6-12: Sensitivität Wärme-Gestehungskosten

kungsgrade möglich, so steigen die Kosten schnell an. Bei einem Wirkungsgrad von 89 % sind die Gestehungskosten schon um 1,4 ct/kWh<sub>th</sub> gestiegen. Die größten Einsparmöglichkeiten bieten sich hier auch wieder bei den Bezugskosten des Biogases. Allerdings werden die angenommenen Kosten einer Erdgas-therme erst bei einer Reduktion der Biogaskosten von ca. 45 % erreicht.

### 6.3.3 Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung

Die Biomassenutzungspfade zur Stromerzeugung und zur gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme sind technisch nahezu identisch. Der Einsatz in der Praxis ist meist von den Möglichkeiten des Wärmeabsatzes abhängig. Da in Deutschland bisher über die Verstromung in der Regel größere Erlöse erreicht wurden als bei dem Wärmeverkauf, sind die BHKW der Biogasanlagen stromgeführt. Das heißt, dass der elektrische Wirkungsgrad optimiert wird, während die Wärme als Nebenprodukt anfällt. Es wird angenommen, dass es bei den Anlagen mit reiner Stromproduktion keine Möglichkeit gibt, Wärme an Dritte abzuführen. Der Nachteil sind gleiche Kosten bei geringeren Stromvergütungen und fehlenden Wärmeerlösen. Dieser Fall ist nicht sehr ungewöhnlich, da nur erzeugte Wärme vergütet wird, die nicht für den Biogas-Erzeugungsprozess verwendet wird.

Die Wirtschaftlichkeit muss also bei vielen Anlagen durch die Stromvergütungen gegeben sein.

Sowohl bei der reinen Stromerzeugung als auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung werden die spezifischen Stromgestehungskosten ermittelt. Eine Aufteilung der Kosten bei der KWK wäre problematisch, da die Wärmeerzeugung keine zusätzlichen Kosten verursacht und ihr so nicht direkt Kosten zugeordnet werden können.

#### 6.3.3.1 EEG-Vergütungen

Als Bezug zur Wirtschaftlichkeit bei der Stromerzeugung aus Biomasse dienen die Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Für die betrachteten Modellanlagen ist das Bezugsjahr 2005.

Die Vergütungen werden immer über die eingespeiste elektrische Energie abgerechnet. Findet eine zusätzliche Wärmeerzeugung statt oder wird ein technisch innovatives Verfahren eingesetzt, so kann ein Bonus bei der Vergütung erzielt werden.

Die Vergütungen bei den Modellanlagen werden in verschiedene Gruppen aufgeteilt. Die Grundvergütung richtet sich nach dem § 8 Absatz 1 Mindestvergütungen für Strom aus Biomasse. Diese Mindestvergütung ist gestaffelt nach Leistungsgrößen bis zu 20 MW<sub>el</sub>. Dabei gibt es für jede Leistungsklasse unterschiedliche Vergütungen. Die daraus berechneten Vergütungen für die Leistungsgrößen der Modellanlagen



Tabelle 6-22: Stromvergütungen nach dem EEG

Stromvergütung in ct/kWh <sub>el</sub>		Grund-Vergütung	NaWaRo-Bonus	Anteil Nutzwärme	KWK Bonus	Technologie-Bonus	Vergütung ohne KWK	Vergütung mit KWK
dezentrale Nutzung im BHKW	100 kW <sub>el</sub>	11,33	6,00	20,0 %	0,40	-	17,33	<b>17,73</b>
	500 kW <sub>el</sub>	10,22	6,00	20,0 %	0,40	-	16,22	<b>16,62</b>
	1000 kW <sub>el</sub>	9,50	5,00	20,0 %	0,40	-	14,50	<b>14,90</b>
zentrale Nutzung im BHKW	100 kW <sub>el</sub>	11,33	6,00	80,0 %	1,60	2,00	17,33	<b>20,93</b>
	500 kW <sub>el</sub>	10,22	6,00	80,0 %	1,60	2,00	16,22	<b>19,82</b>
	1000 kW <sub>el</sub>	9,50	5,00	80,0 %	1,60	2,00	14,50	<b>18,10</b>
	2000 kW <sub>el</sub>	9,13	4,50	80,0 %	1,60	2,00	13,63	<b>17,23</b>

finden sich in der Tabelle 6-22. Bei den Biogasanlagen mit Vergärung von Gülle und Maissilage erweitert sich diese Vergütung um den NaWaRo-Bonus, der sich nach der Anlagengröße richtet. Dieser Bonus beträgt bis 500 kW 6 ct/kWh<sub>el</sub> und 4 ct/kWh<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> Leistung. Für die Vergärung von Bioabfall ist die Grundvergütung relevant, da der genutzt Bioabfall als Biomasse einzustufen ist. Bei den Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung gibt es einen Bonus, der sich nach dem Anteil der Nutzwärme richtet. Über den prozentualen Anteil der Nutzwärme an der gesamten Wärmeerzeugung wird die Vergütung pro kWh<sub>el</sub> errechnet. Ausgegangen wird dabei von einem Bonus in Höhe von 2 ct/kWh<sub>el</sub> bis zu einer Leistung von 20 MW<sub>el</sub>. Nur wenn der KWK-Bonus gewährt wird, kann auch ein Technologie-Bonus erhalten werden. Dieser beträgt immer 2 ct/kWh<sub>el</sub> und wird bei der Einspeisung ins Erdgasnetz angerechnet.

Für die Anlagen der Kraftwärmekopplung werden zu den Vergütungen nach EEG noch Wärmeerlöse erzielt. Diese Wärmeerlöse ergeben sich aus der im Kapitel Wärmeerzeugung vorgestellten Erdgastherme und betragen 6,04 ct/kWh<sub>th</sub>. Diese Vergütung wird über die Stromkennzahl des BHKW und den Anteil der Nutzwärme umgerechnet in eine Vergütung pro kWh<sub>el</sub>.

### 6.3.3.2 Stromgestehungskosten

Die spezifischen Gestehungskosten der Stromerzeugung wurden für zwei verschiedene Modellfälle ermittelt. Der erste ist die Stromerzeugung direkt an der Biogasanlage durch Konversion von Rohbiogas in einem BHKW. Im zweiten betrachteten Fall findet die Produktion von Strom an einem zentralen Standort statt. Dieser Nutzungspfad umfasst die Erzeugung

von Biogas, deren Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung im Erdgasnetz. Bei der zentralen Konversion von Biogas gibt es zwei Varianten, zum Einen die Konversion in einem zur Biogasanlage passenden BHKW und zum Anderen die Nutzung eines BHKW anderer Leistungsgröße. Für die zweite Möglichkeit wurde ein BHKW mit 2 MW<sub>el</sub> Leistung gewählt. Der Vorteil einer solchen Kombination ist der bessere Wirkungsgrad und die sinkenden spezifischen Anlagenkosten mit steigender Leistung des BHKW.

Die spezifischen Kosten der Stromerzeugung können bei der zentralen Nutzung in vier Blöcke aufgeteilt werden: den Energieträger, die Aufbereitung, die Einspeisung/Durchleitung und die Konversion in Endenergie. Bei den dezentralen Anlagen findet nur eine Aufteilung in den Energieträger und die Konversion statt. Bei den in Tabelle 6-23 dargestellten spezifischen Kosten beziehen sich diese auf die Nutzung in einem zur Biogasanlagengröße passenden BHKW. Für die Biogasanlagen wird eine Staffelung von 0,1; 0,5 und 1 MW<sub>el</sub> untersucht, da diese Leistungsgrößen den definierten Biogas-Anlagen entsprechen. Auf diese Motor-Größen beziehen sich auch die Kosten der dezentralen Stromerzeugung.

Die anteiligen Kosten der Biogaserzeugung, Aufbereitung und Einspeisung sind abhängig vom Wirkungsgrad des BHKW. Bei der Biogasanlage mit NaWaRo-Vergärung, einem Volumenstrom von 250 Nm<sup>3</sup>/h und einem Wirkungsgrad des zentralen BHKW von 38 % werden 2,6 kWh des Produktgases benötigt, um 1 kWh<sub>el</sub> zu produzieren. Insofern muss bei den Kosten auch dementsprechend mehr angesetzt werden. Die Kosten der BHKW ergeben sich aus den jährlichen Kosten der Tabelle 6-9 und der jeweils erzeugten Menge Endenergie.



Tabelle 6-23: spezifische Kosten der zentralen Stromerzeugung

ct/kWh <sub>el</sub>	BG50 G Z	BG250 G Z	BG500 G Z	BG50 N Z	BG250 N Z	BG500 N Z	BG500 B Z
Kosten Energieträger	15,76	9,62	8,50	23,96	15,38	14,53	13,46
Aufbereitung	17,85	4,62	3,15	19,08	4,96	3,38	3,15
Einspeisung und Durchleitung	6,46	1,43	0,84	6,88	1,53	0,89	0,84
BHKW	4,02	2,48	2,04	4,02	2,50	2,04	2,03
<b>gesamte Kosten pro kWh<sub>el</sub></b>	<b>44,10</b>	<b>18,15</b>	<b>14,53</b>	<b>53,94</b>	<b>24,36</b>	<b>20,84</b>	<b>19,48</b>
Sekundärenergie kWh	2.424.242	10.526.316	20.512.821	2.424.242	10.526.316	20.512.821	20.512.821
erzeugte Endenergie kWh <sub>el</sub>	800.000	4.000.000	8.000.000	800.000	4.000.000	8.000.000	8.000.000

Tabelle 6-24: spezifische Kosten der dezentralen Stromerzeugung

ct/kWh <sub>el</sub>	BG 50 G	BG 250 G	BG 500 G	BG 50 N	BG 250 N	BG 500 N	BG 500 B
Kosten Energieträger	16,41	10,47	9,46	25,17	16,51	15,95	14,00
BHKW	5,84	3,18	2,58	5,88	3,20	2,60	2,46
<b>gesamte Kosten pro kWh<sub>el</sub></b>	<b>22,26</b>	<b>13,65</b>	<b>12,04</b>	<b>31,05</b>	<b>19,71</b>	<b>18,55</b>	<b>16,46</b>
Sekundärenergie kWh	2.280.000	11.400.000	22.800.000	2.120.000	10.600.000	21.200.000	24.800.000
Erzeugte Endenergie kWh <sub>el</sub>	706.800	4.104.000	8.208.000	657.200	3.816.000	7.632.000	8.928.000



Bei den dezentralen Anlagen ergeben sich die Kosten für das BHKW aufgrund einer anderen Betriebsweise. Die BHKW werden mit Rohbiogas betrieben, das nur einer Entschwefelung unterzogen wurde, dadurch haben die BHKW eine kürzere Nutzungsdauer und somit höhere Kapitalkosten. Außerdem ist die Leistungsauslegung des BHKW an das Rohbiogas angepasst, wodurch es zu Leistungsverchiebungen kommt.

In der Abbildung 6-13 werden die zentrale und dezentrale Erzeugung von Strom gegenübergestellt. In der grafischen Darstellung zeigt jeweils der linke Balken den Fall der zentralen Nutzung (inklusive Aufbereitung und Einspeisung), während der rechte Balken die dezentrale Verstromung darstellt. Im ersten Block finden sich die Anlagen, die ihre Sekundärenergie aus Biogasanlagen beziehen, die mit 90 % Gülle-Vergärung (massebasiert) arbeiten. Im zweiten Block sind die Anlagen mit einem Bezug aus 90 % NaWaRo-Vergärung (massebasiert). Daneben steht die Anlage mit Bioabfallvergärung.

Um anhand der spezifischen Gesteungskosten zu erkennen, ob die jeweilige Anlagenkombination wirtschaftlich betrieben werden kann, sind in der Grafik die jeweils möglichen Vergütungen in Form von farbigen Strichen eingefügt. Dabei werden auch die zu

erwartenden Erlöse bei Kraft-Wärme-Kopplung angegeben, da die Stromgestehungskosten für beide Betriebsarten gleich sind. Jedoch wird auf die Kraft-Wärme-Kopplung noch gesondert im Kapitel Kraft-Wärme-Kopplung eingegangen. So können in der Grafik die Unterschiede der reinen Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung verglichen werden. Die schwarze Markierung gibt an, wie hoch die Grundvergütung bei der jeweiligen Anlagengröße ist. Zusätzlich zu den reinen Stromvergütungen sind noch die Vergütungen durch KWK-Betrieb und technische Innovationen eingefügt. Die rote Markierung ergibt sich aus den Stromvergütungen der KWK-Vergütung und dem Technologie-Bonus bei den zentralen Anlagen. Bei der grünen Markierung wurden dann noch die angenommenen Erlöse aus dem Wärmeverkauf berücksichtigt.

Die hier dargestellten Kosten- und Wirtschaftlichkeitsdaten geben einen Überblick über die Biogasnutzungspfade und die Einordnung der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Aus der Grafik können nur grundsätzliche Tendenzen abgeleitet werden, da im praktischen Einzelfall die Rahmenbedingungen (z. B. Substratkosten oder Anlagenkosten) stark variieren können.

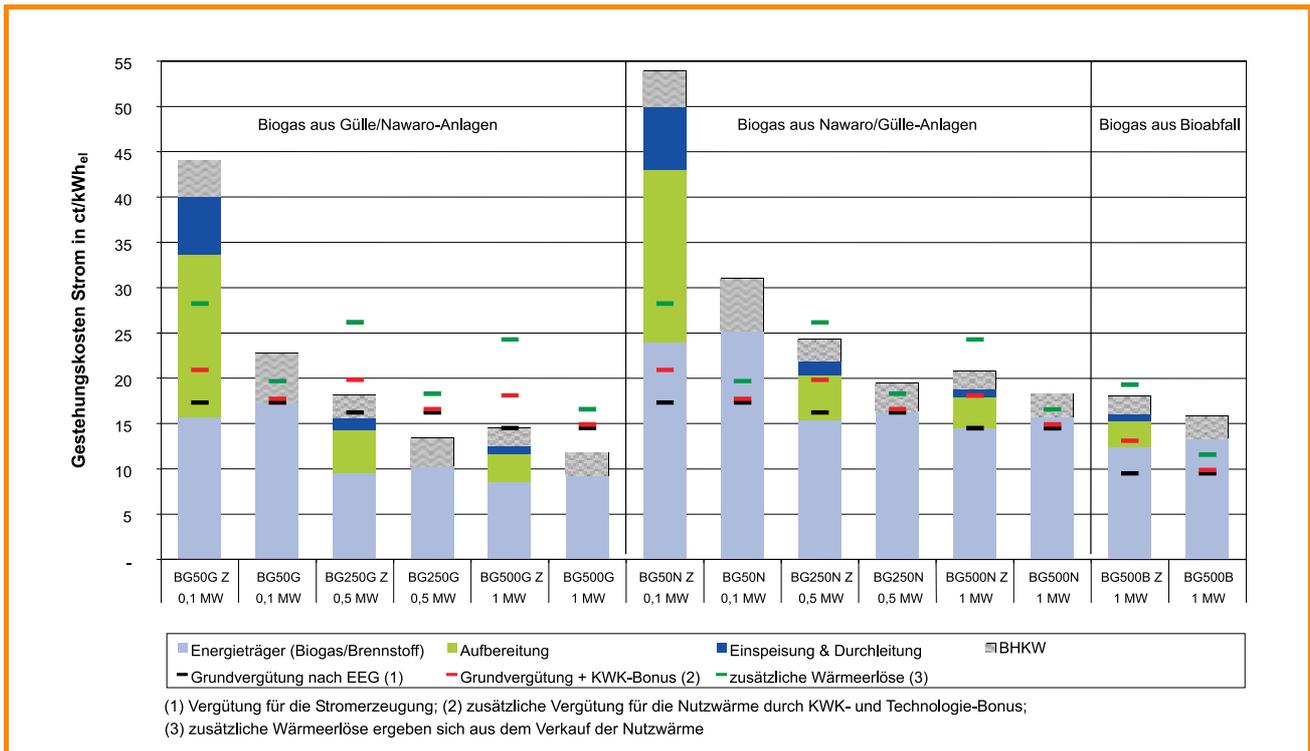


Abb. 6-13: spezifische Stromgestehungskosten und zu erwartende Vergütungen der betrachteten Pfade

Als klare Schlussfolgerungen können abgeleitet werden:

- Stromgestehungskosten von Biogasanlagen auf Gülle-Basis sind geringer als die von NaWaRo-Anlagen
- Stromgestehungskosten von kleinen Biogasanlagen sind deutlich höher als die von Größeren
- Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz steigern die Kosten bei kleinen Biogasanlagen überproportional stark
- Dezentrale und zentrale Biogasnutzung können wirtschaftlich betrieben werden
- Insbesondere die Erlöse aus dem Wärmeverkauf sind für die Wirtschaftlichkeit vieler Pfade außerordentlich bedeutend, z. T. essentiell.

### 6.3.3.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Bei Wärmenutzung steigen die Erlöse bei gleichbleibenden Stromgestehungskosten. Deshalb liegt die Besonderheit im Vergleich zur reinen Stromerzeugung in den höheren Erträgen, da es möglich ist, durch die Nutzung der erzeugten Wärme, zusätzliche Erlöse nach dem EEG zu erzielen. Im Kapitel EEG-Vergütungen wurden die Vergütungen für die Kraft-Wärme-Kopplung erläutert. In der Abbildung 6-14 wird der Vorteil der Stromerzeugung in KWK dargestellt. Bei der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten

wurden hier die Erlöse des Wärmeverkaufs an Dritte abgezogen. Dadurch ergeben sich spezifische Stromgestehungskosten für die Kraft-Wärme-Kopplung. Diese sind den jeweiligen Stromvergütungen nach EEG und dem KWK-/Technologie-Bonus gegenübergestellt.

In der Grafik ist erkennbar, dass sich die mittleren und großen Anlagen mit zentraler Nutzung aufgrund der Wärmeerlöse deutlich von den dezentralen Anlagen absetzen. Bei der zentralen Nutzung werden 80 % der erzeugten Wärme als Nutzwärme verkauft. Bei den dezentralen Anlagen sind dies nur 20 %. Rechnet man diese Gewinne aus dem Verkauf der Wärme auf die spezifischen Stromgestehungskosten an, so sind die Stromgestehungskosten bei der zentralen Nutzung geringer. Bei der KWK wirkt sich die Wärmenutzung positiv auf die Stromgestehungskosten der zentralen Anlagen aus. Bei den kleinen Anlagen ist dieser Vorteil nicht vorhanden. Die Aufbereitungskosten sind so hoch, dass sie nicht über die zusätzliche Wärmeerzeugung aufgefangen werden können.

### 6.3.3.4 Vergleich verschiedener BHKW-Leistungen bei zentraler Nutzung

Alternativ zur bisher verfolgten Betrachtungsweise, die zentrale Biogasnutzung nach Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz in einem, der Biogaserzeugung größenäquivalenten BHKW durchzuführen,



könnte das eingespeiste Gas von mehreren Biogasanlagen auch in einem zentralen größeren BHKW effektiver genutzt werden. Beispielhaft wird hier der Betrieb eines 2 MW<sub>el</sub>-BHKW für die drei Größenklassen der Biogasanlagen betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass dem Gasnetz entnommenes Gas nach dem EEG nur als Biomasse abgerechnet werden kann, wenn die gleiche Menge an anderer Stelle aus Biomasse eingespeist wird. Soll der erzeugte Strom also nach EEG vergütet werden, muss sichergestellt sein, dass die Einspeisung von Biogas der entnommenen Menge entspricht. Ein größer dimensioniertes zentrales BHKW muss daher Verträge mit mehreren Biogasproduzenten abschließen.

In Abbildung 6-15 sind die beiden Alternativen der zentralen Nutzung gegenüber gestellt. Der linke Balken stellt die spezifischen Stromgestehungskosten eines für alle Anlagen einheitlichen 2 MW<sub>el</sub> BHKW dar. Der rechte Balken dagegen entspricht der BHKW-Leistung, wie sie äquivalent zur Biogaseinspeisung wäre. Die Unterschiede der Vergütung ergeben sich durch die Leistungsgrößen der BHKW. Je größer die Leistung, desto geringer sind die Stromvergütungen. Der KWK- und Technologie-Bonus ist dagegen für die Anlagen gleich, da er sich nur nach der Wärmeauskopplung richtet.

Die Unterschiede der spezifischen Gestehungskosten ergeben sich zum Einen durch den Wirkungsgrad des BHKW und zum Anderen durch die Kosten. Durch den höheren Wirkungsgrad ist der Anteil der

Energieträgerkosten geringer. Je mehr sich die BHKW-Leistungen aber annähern, desto geringer werden die Wirkungsgradunterschiede und damit die Energieträgerkosten. Das gleiche gilt für den Anteil der BHKW-Kosten. Bei einer kleinen Anlage sind diese noch sehr hoch, nehmen aber mit steigender Leistung ab.

Für die Gewinnerwartung scheint es erstaunlicherweise bei den Gülle- und NaWaRo-Anlagen sinnvoller, ein zur Biogasanlage äquivalentes BHKW zu betreiben, da das Verhältnis von Stromgestehungskosten zu den Vergütungen und Boni besser ist. Bei der Bioabfallanlage ist dieses Verhältnis nahezu gleich.

### 6.3.3.5 Sensitivität der Stromgestehungskosten

Um mögliche Veränderungen bei den Stromgestehungskosten darzustellen, wurden beispielhaft an einer Anlage mehrere Parameter variiert. Dabei treten unterschiedliche Tendenzen bei den Gestehungskosten auf. Als Beispiel wurde das zentrale BHKW mit Bezug von Biogas aus der NaWaRo-Vergärung und einem Volumenstrom von 250 Nm<sup>3</sup>/h ausgewählt. Diese Anlage ist bei einer Vergütung nach dem EEG nur durch den Verkauf von Wärme wirtschaftlich. Die EEG-Vergütung reicht nicht aus, um die Kosten einer reinen Stromerzeugung zu decken. In der Grafik sind zum Vergleich die Stromvergütung und die zusätzlichen Erlöse bei KWK dargestellt. Die Erlöse bei KWK ergeben sich aus der Grundvergütung, dem KWK-

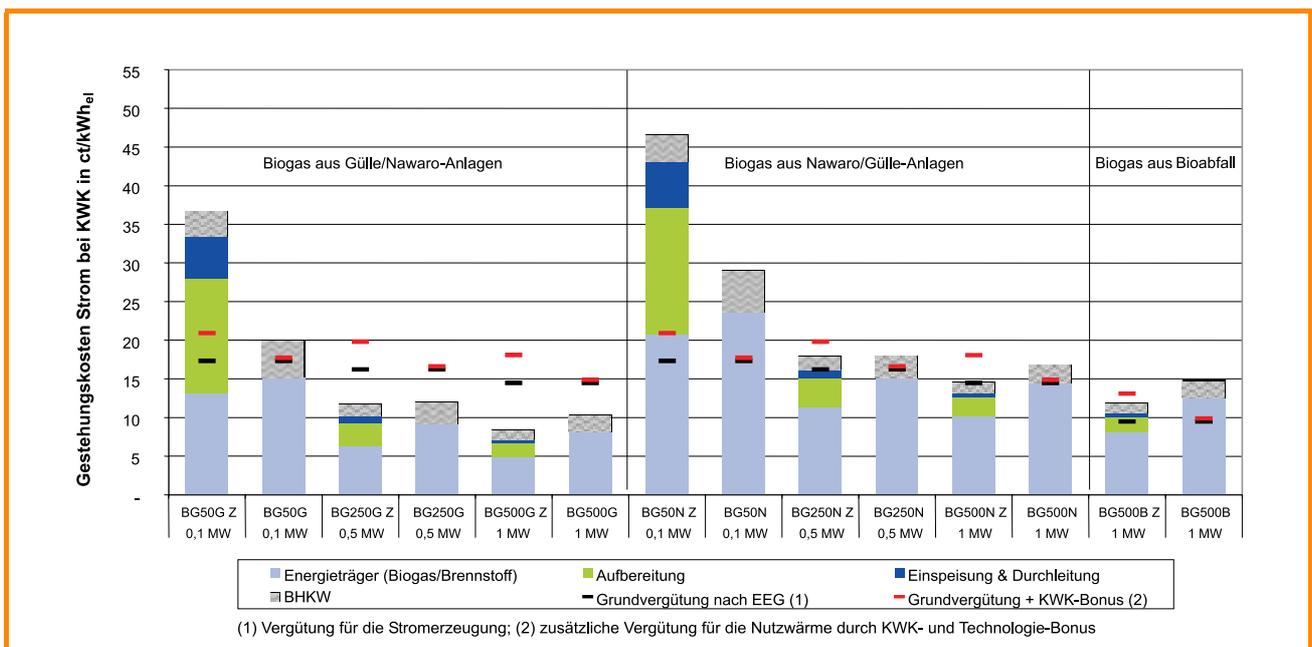


Abb. 6-14: spezifische Stromgestehungskosten nach Bereinigung durch Wärmevergütungen

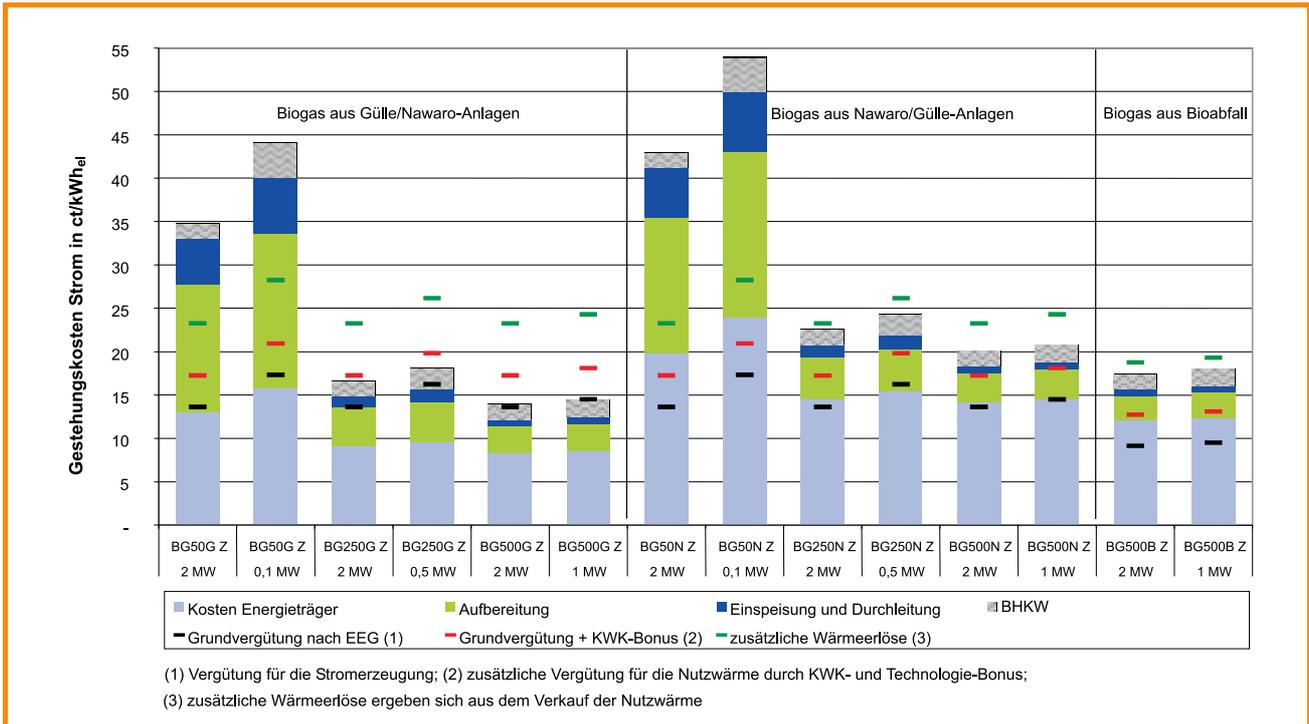


Abb. 6-15: spezifische Stromgestehungskosten bei verschiedenen zentralen BHKW-Leistungen

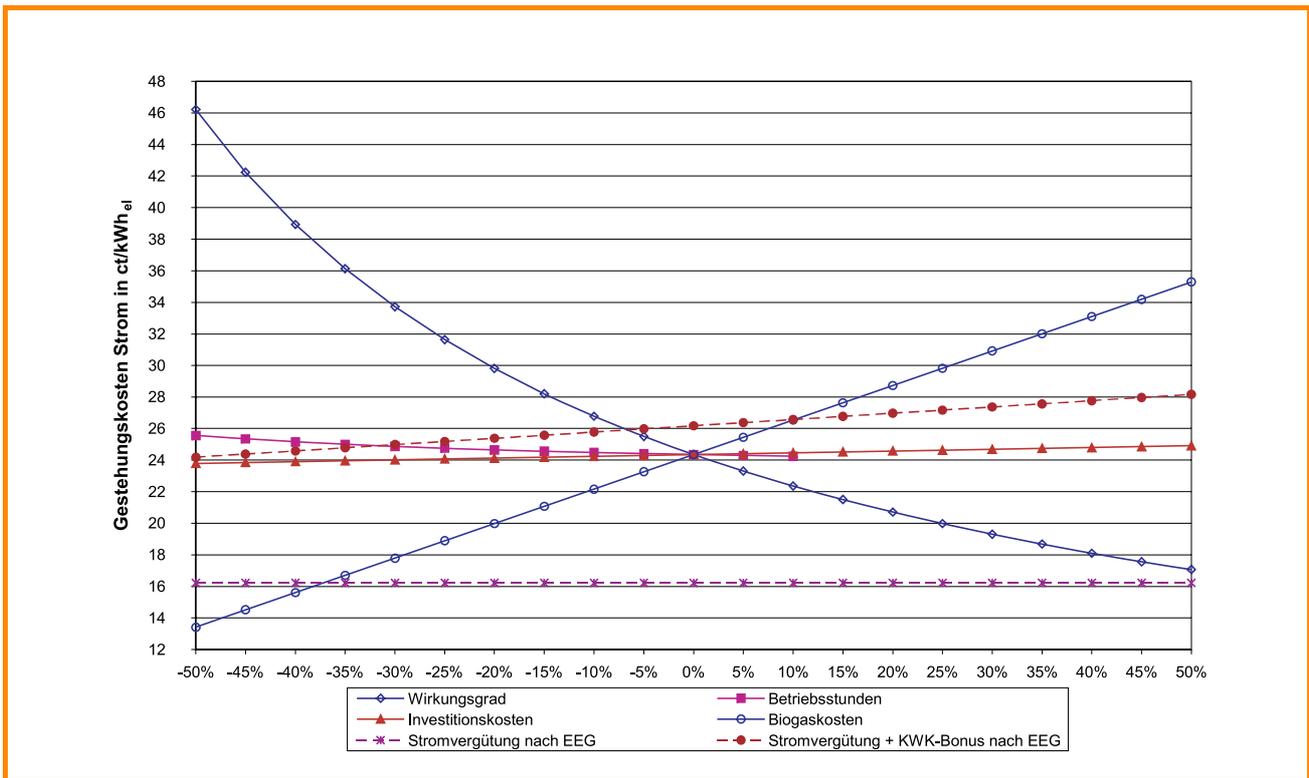


Abb. 6-16: Sensitivität eines zentralen BHKW mit 500 kW<sub>el</sub> und Nutzung von Biogas aus NaWaRo

und Innovationsbonus sowie den Wärme-Erlösen. Die Vergütungen nach dem EEG sind fest und unterliegen keinen Schwankungen. Die Wärmeerlöse richten sich allerdings nach den Marktpreisen für Wärme, deshalb wurde hier eine Variation vorgenommen.

Die Auswirkungen der Parametervariationen bei den anderen Anlagentypen auf die Gestehungskosten sind ähnlich der hier aufgezeigten. Die Tendenzen der Kostenentwicklung gehen in die gleiche Richtung,



nur dass dort die Gestehungskosten, z. B. bei der Gülle-Vergärung niedriger liegen.

Es wurde, wie schon bei den Gasgestehungskosten im Bereich von -50 % bis +50 % variiert. Nur bei den Betriebsstunden des BHKW wird maximal bis auf +9,5 % erhöht, da dann 8.760 h erreicht sind. Die ver-

änderten Parameter betreffen die Investition für das BHKW, den Wirkungsgrad und die Betriebsstunden desselben. Wie schon bei den Wärme-Gestehungskosten erläutert, fließen hier auch wieder die Biogaserzeugungskosten und damit z. B. die Substratkosten über den Variationsbereich mit ein.

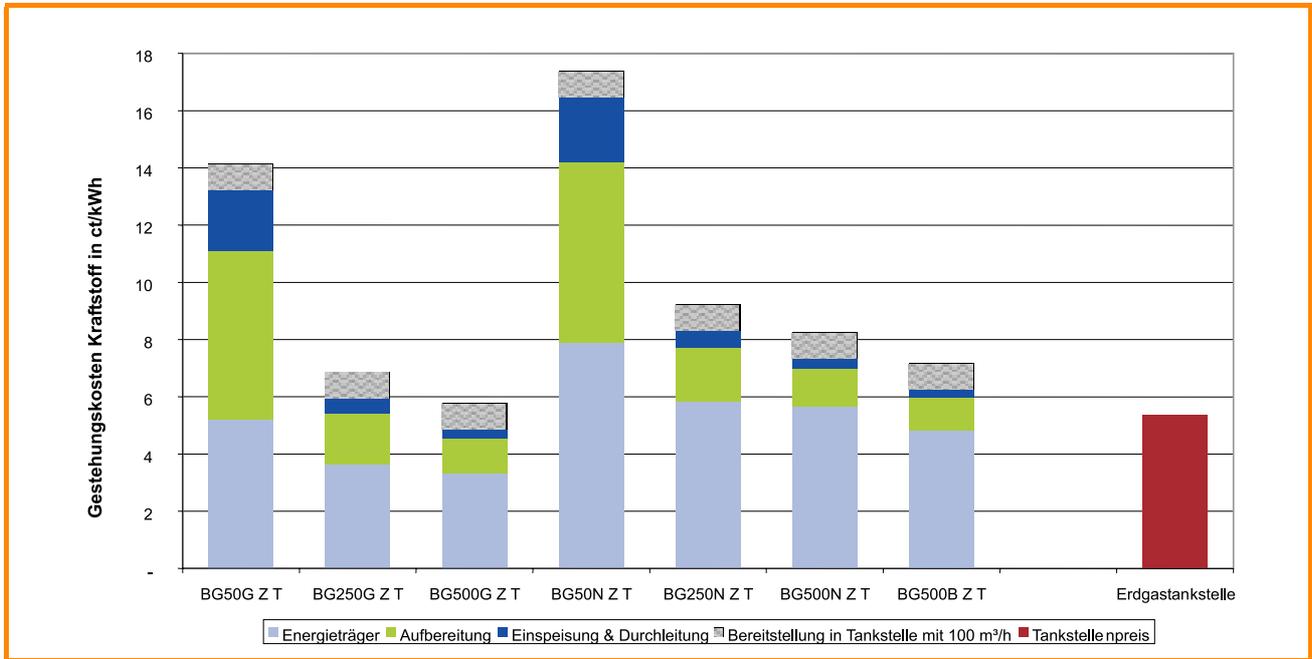


Abb. 6-17: spezifische Kraftstoffgestehungskosten in ct pro kWh

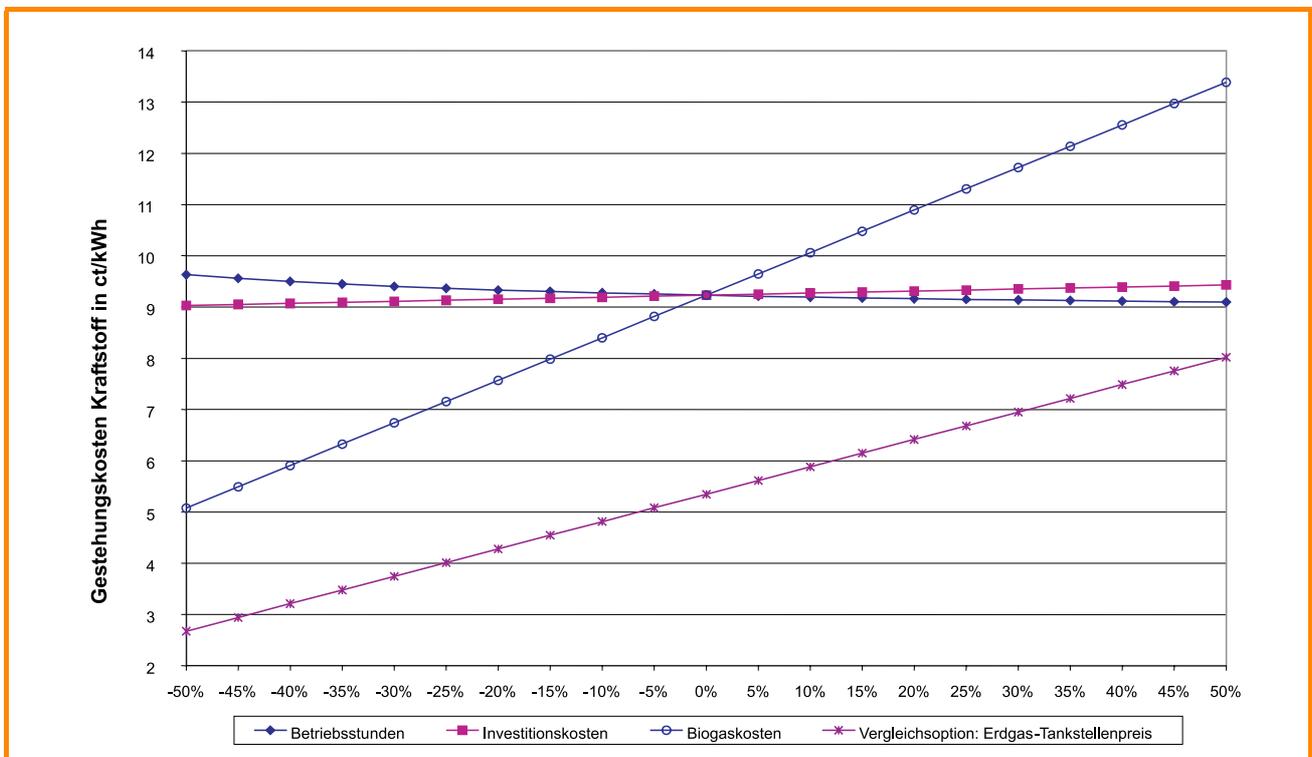


Abb. 6-18: Sensitivität der Kraftstoffgestehungskosten

Den größten Einfluss auf die Strom-Gestehungskosten haben der Wirkungsgrad des BHKW und die Kosten des Biogases. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades um 2 % auf 40 % würde die Gestehungskosten schon um 1 ct/kWh<sub>el</sub> senken. Dagegen würde ein um 2 % niedrigerer Wirkungsgrad die Kosten um 1,2 ct/kWh<sub>el</sub> erhöhen. Die Verschlechterung des Wirkungsgrades hat auf Grund des exponentiellen Kurvenverlaufs größere Auswirkungen, als die Verbesserung. Die Veränderung der Biogaskosten hat fast ebenso große Auswirkungen. Bei einer 10 %igen Änderung steigen oder sinken die Gestehungskosten um 1,2 ct/kWh<sub>el</sub>. Die Änderungen der Betriebsstunden und Investitionskosten des BHKW haben dagegen fast keine Auswirkungen. Bei einer jährlichen Laufzeit von 4.000 h würden sich die Gestehungskosten lediglich um 1,2 ct erhöhen. Bei einer Halbierung der Investitionskosten hätte dies nur eine Senkung von 0,6 ct/kWh<sub>el</sub> zur Folge.

Damit die Kosten der Stromerzeugung auch durch die reine Stromvergütung gedeckt wären, müssten die Biogaskosten ca. 37 % günstiger sein. Alle anderen Maßnahmen würden zu keiner Kostendeckung führen. Nur bei der Vergütung im KWK-Betrieb ist die Anlage zur Zeit kostendeckend.

### 6.3.4 Kraftstofferzeugung

Die Bereitstellung von Energie in Form von Kraftstoff findet an Gastankstellen statt. Als Kraftstoff dient das aus verschiedenen Substraten und in unterschiedlich großen Anlagen erzeugte Produktgas. Für die Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten werden nur die Anlagen betrachtet, die zur Einspeisung von Biogas konzipiert sind. Damit stehen acht Anlagen zum Vergleich. Die Qualität des eingespeisten Gases wird durch das DWW-Verfahren sicher gestellt und es ist keine LPG-Zugabe notwendig.

Die Kostenzusammenstellung beim Kraftstoff ergibt sich aus der benötigten Menge Produktgas und den Kosten der Gastankstelle. Die Kosten der Tankstelle ergeben sich aus der Tabelle 6-10. Die verbrauchsgebundenen Kosten beziehen sich dabei auf den angenommenen Durchsatz von 100 Nm<sup>3</sup>/h bei einer jährlichen Betriebszeit von 4.500 h. Bei dieser

Betriebszeit benötigt die Anlage also 450.000 Nm<sup>3</sup>/a. Das entspricht einer Energiemenge von ca. 4.350.000 kWh bei den Fermentationsanlagen und 4.600.000 kWh bei der Holzvergasung. Aus diesen Mengen ergeben sich dann weitere verbrauchsgebundene Kosten, die von der Anlagengröße abhängig sind, in der das Biogas erzeugt wird. Diese Kosten können der Tabelle 6-18 entnommen werden.

In der Abbildung 6-17 sind die spezifischen Gestehungskosten pro kWh dargestellt. Die Aufteilung der Balken erfolgt dabei nach dem Energieträger, der Aufbereitung, der Einspeisung und der Bereitstellung an der Tankstelle. Der Kostenanteil für den Energieträger beinhaltet die gesamten Kosten der Biogaserzeugung.

Es ist zu sehen, dass die kleinen Biogasanlagen aufgrund ihrer hohen Aufbereitungs- und Durchleitungskosten Kraftstoff nur zu sehr hohen Gestehungskosten produzieren können. Jedoch liegen die Gestehungskosten der meisten anderen Anlagen auch mit 2 bis 4 ct/kWh deutlich über den aktuellen von der Steuer befreiten Tankstellen-Erdgaspreisen. Einzig die Tankstelle mit Bezug von Produktgas aus einer Gülle-Anlage kann sich mit 5,8 ct pro kWh an den derzeitigen Tankstellenpreis von Erdgas annähern. Dieser wurde mit 0,71 €/kg angenommen, dies entspricht einem Preis pro kWh von ca. 5,4 ct. Unter den gegebenen Bedingungen könnte die Nutzung in einer schon bestehenden Tankstelle bei der Gaserzeugung in einer großen Gülle-Anlage wirtschaftlich sein, da sie dann unter dem derzeitigen Tankstellenpreis liegen.

Die Sensitivität der Kraftstoff-Gestehungskosten wurden für den Fall ermittelt, dass Biogas aus einer Biogasanlage mit NaWaRo-Vergärung und einem Volumenstrom von 250 Nm<sup>3</sup>/h bezogen wird. Die betrachteten Parameter beziehen sich auf die Betriebsstunden und die Investitionskosten der Tankstelle. Dazu erfolgt auch wieder die Variation der Kosten des Biogasbezuges.

Der Einfluss der Investitionskosten und der Betriebsstunden (Kraftstoffabgabe) ist mit 0,2 bis 0,4 ct/kWh nur sehr gering. Die Kosten des Biogases haben aufgrund ihres Anteils von 90 % an den Gestehungskosten starke Auswirkungen bei einer Kostenveränderung. Sinken die Biogaskosten, so fallen die Gestehungskosten des Kraftstoffes im gleichen Maße.





# Rechtliche Rahmenbedingungen

(Rechtsgutachten von Prof. Dr. Jur. Stefan Klinski)

## 7.1 Einleitung

Der Verfasser ist im Rahmen des Projekts „Evaluierung der Möglichkeiten für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ beauftragt worden, die rechtlichen Rahmenbedingungen für solche Einspeisungsmöglichkeiten zu untersuchen und zu beschreiben. Hierbei soll es sowohl um das gegenwärtige als auch um das künftige (bzw. künftig zu erwartende) Recht gehen. Ziel der Betrachtung soll es sein, einen aussagekräftigen Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen zu geben, für die Praxis relevante Auslegungsfragen zu klären, auf rechtliche bzw. aus dem Recht resultierende Probleme hinzuweisen und über die grundsätzliche Möglichkeit der Schaffung spezieller Regelungen zum Ausbau der Biogasnutzung Klarheit zu schaffen.

Der damit nur recht allgemein umrissene Auftrag trifft auf eine rechtliche Ausgangssituation, in der nur in begrenztem Maße Aussagen darüber getroffen werden können, wie die rechtlichen Rahmenbedingungen künftig gestaltet sind. Die Projektbearbeitung fällt mitten in eine Periode des rechtlichen Umbruchs, dessen Ausgang zwar hinsichtlich einiger wesentlicher Strukturmerkmale durch Vorgaben des europäischen Gemeinschaftsrechts vorgezeichnet ist, für den auf nationaler Ebene aber durchaus nicht in jeder wichtigen Frage klar ist, auf welche Weise die Umsetzungsanforderungen des EG-Rechts konkret umgesetzt und durch welche spezifischen Elemente das vorgesehene System auf nationaler Ebene ergänzt wird.

Gegenwärtig (Redaktionsschluss des juristischen Teils: 17. Mai 2005) befindet sich das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als das zentrale Rechtsinstrument zur Regulierung auch der Gaswirtschaft auf Grund der Anforderungen aus den EG-Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG in einem grundlegenden Novellierungsverfahren. In einem mit der Gesetz-

gebung verzahnten Verfahren wird im Bundesrat bereits über die wichtigsten der hierzu erforderlichen untergesetzlichen Regelungen (auf Verordnungsebene) verhandelt.

Aufgabe des vorliegenden Gutachtens ist es nicht, die verschiedenen Vorschläge und Positionen der Beteiligten am Prozess der Gesetz- und Verordnungsgebung und der im Hintergrund wirkenden Interessenverbände zu diskutieren. Der Unterzeichner hatte auch keinen Zugang zu den in ministeriellen und politischen Kreisen im Einzelnen erörterten Vorschläge und (Hintergrund-) Dokumente. Von daher kann und muss sich das Gutachten hinsichtlich des künftigen Rechts auf diejenigen Struktur- und Inhaltsmerkmale konzentrieren, die sich von außerhalb zuverlässig prognostizieren und untersuchen lassen. Detailfragen der Ausgestaltung bestimmter künftiger Rechtsvorschriften können auf dieser Grundlage dementsprechend nicht behandelt werden.

Thematisch lassen sich auf dieser Basis für das Gutachten folgende Frage- bzw. Aufgabenstellungen identifizieren:

- Die Beschreibung der rechtlichen Grundlagen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz nach Maßgabe des gegenwärtigen EnWG und – im Vergleich dazu – die durch die der Novellierung des EnWG zugrunde liegende Richtlinie 2003/55/EG zu erwartenden Neuerungen im Energiewirtschaftsrecht (untersucht auf Grundlage des Entwurfs zur Novellierung des EnWG in der vom Bundestag beschlossenen Fassung<sup>1</sup>),
- die Ermittlung der rechtlichen Spielräume für die Schaffung von verbesserten Rahmenbedingungen, insbesondere in Gestalt von Vorrangregelungen für die Einspeisung von Biogas auf Basis der Richtlinie 2003/55/EG,

1. Bundestags-Drucksache (BT-Drs.) 15/5268 (= BR-Drs. 248/05). Die ursprüngliche Regierungsvorlage ist abgedruckt in BT-Drs. 15/3917.

- die Klärung der Rechtslage für die Biogaseinspeisung im Rahmen von § 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Dabei sei vorab darauf hingewiesen, dass die Auslegung und Anwendung der technischen Vorschriften zur Gasbeschaffenheit nicht zu den Gegenständen der rechtlichen Untersuchung zählt, sondern im Kontext des Projekts als Bestandteil der technischen Aufgabenbereiche begriffen wird.

### Redaktionelle Anmerkung zur Berücksichtigung der Novelle des EnWG

Da das Gesetzgebungsverfahren zum neuen EnWG zum Zeitpunkt der Endredaktion des juristischen Gutachtens Mitte Mai 2005 noch nicht abgeschlossen war (der Bundesrat rief am 29. April 2005 den Vermittlungsausschuss an<sup>1</sup>), konnten die Ergebnisse des Gesetzgebungsverfahrens nicht mehr abgewartet und eingearbeitet werden. Es war lediglich noch möglich, an den maßgebenden Stellen des Gutachtens die am 15. April 2005 verabschiedete Beschlussempfehlung des Bundestages zur Gesetzesnovelle<sup>2</sup> zu berücksichtigen.

## 7.2 Energiewirtschaftsrechtliche Grundlagen

### 7.2.1 Ausgangslage auf Grundlage des bisherigen EnWG

#### 7.2.1.1 Das Regelungssystem für Anschluss und Zugang zu Gasnetzen

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet die Betreiber von Gasversorgungsnetzen in seiner derzeit noch gültigen Fassung<sup>3</sup> grundsätzlich dazu, die Einspeisung von Biogas in ihre Netze zu gestatten, soweit bestimmte Kompatibilitätsanforderungen für die Gasbeschaffenheit eingehalten werden. Seit Mai 2003<sup>4</sup> befinden sich entsprechende ausdrückliche Vorschriften im EnWG.

Maßgebend ist insoweit einerseits die Bestimmung des § 6a EnWG, nach dessen Vorgaben die Betreiber von Gasversorgungsnetzen anderen Unternehmen

nach dem „System des verhandelten Netzzuganges“<sup>5</sup> grundsätzlich Zugang zu ihren Netzen zu gewähren haben, andererseits die Vorschrift des § 4a Abs. 2 EnWG, welche die Netzbetreiber verpflichtet, diskriminierungsfreie Kompatibilitätsanforderungen für den Netzanschluss festzulegen. Diese Vorschrift hat folgenden Wortlaut:

„(2) Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, für den Anschluss anderer Gasversorgungsnetze an ihr Netz technische Vorschriften mit Mindestanforderungen zur Auslegung und zum Betrieb sowie zur Interoperabilität festzulegen und zu veröffentlichen. Zur Interoperabilität gehören insbesondere technische Anschlussbedingungen und die Bedingungen für netzkompatible Gasbeschaffenheiten unter Einschluss von Gas aus Biomasse. Diese Vorschriften müssen objektiv und nichtdiskriminierend sein. Die Mindestanforderungen sind der Europäischen Kommission mitzuteilen.“

Dabei umfasst der Begriff „Gasversorgungsnetze“ sowohl Fernleitungs- als auch Verteilernetze mit ihren jeweils erforderlichen Netzanlagen (siehe im Einzelnen § 2 Abs. 3 Satz 1 EnWG). Speicheranlagen gehören dabei zu Gasversorgungsnetzen, soweit sie „in technischer Hinsicht für den wirksamen Netzzugang erforderlich sind“ (§ 2 Abs. 3 Satz 2 EnWG). Nicht zu den Gasversorgungsnetzen zählen andererseits die „vorgelagerten Rohrnetze“, unter denen das Gesetz jedoch lediglich Rohranlagen versteht, die dazu verwendet werden, Erdgas aus der Gewinnungsanlage zu einer Übergabestation zu befördern (vgl. § 2 Abs. 3 Satz 4 EnWG).

Das Gesetz unterscheidet im Übrigen zwischen dem in § 4a EnWG geregelten „Anschluss“ und dem in § 6a EnWG normierten „Zugang“. Während es beim Anschluss praktisch allein um die technische Verbindung zum Netz geht (also darum, die technischen Zugangsvoraussetzungen zu schaffen), ist mit dem Rechtsbegriff „Zugang“ das Zur-Verfügung-Stellen für Zwecke der Durchleitung angesprochen: Es geht also allein um die Gewähr der Inanspruchnahme des Netzes zum Zwecke des Transports. Zur Durchleitung ist der Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, er kann diese nur unter relativ engen Voraussetzungen ausnahmsweise ablehnen (vgl. § 6a Abs. 2 und 3 EnWG).<sup>6</sup>

1. Vgl. BR-Drs. 248/Beschluss.

2. Vgl. BT-Drs. 15/5268 = BR-Drs. 248/05). Die ursprüngliche Regierungsvorlage ist abgedruckt in BT-Drs. 15/3917.

3. Energiewirtschaftsgesetz vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730), zuletzt geändert durch Gesetz vom 25. November 2003 (BGBl. I S. 2304).

4. Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts vom 20. Mai 2003, BGBl. I S. 686 (in Kraft seit 24. Mai 2003).

5. Vgl. hierzu Theobald, in: Schneider/ Theobald: Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rdnr. 86 ff; Schneider, ebenda, § 2 Rdnr. 51 ff.; Theobald/ Zenke, ebenda, § 12 Rdnr. 1 ff.

6. Vgl. Theobald, in: Danner/ Theobald: Energiewirtschaftsrecht, § 6a EnWG Rdnr. 36 ff.



Einen irgendwie gearteten **Abnahmeanspruch** hat der Biogaserzeuger demnach **nicht**. Abnehmender kann in diesem Regelungssystem nur ein Endkunde oder ein Unternehmen sein, welches das Biogas an Dritte liefert. Verfügt ein Biogaserzeuger über einen eigenen vertraglichen Abnehmer, so kann entweder er selbst oder dieser Abnehmer nach Maßgabe von § 6a EnWG beim Netzbetreiber die Durchleitung verlangen. Hierfür darf der Netzbetreiber ein angemessenes Entgelt in Rechnung stellen („Netznutzungsentgelt“, siehe dazu § 6a Abs. 2 EnWG). Für die Rolle desjenigen, der in diesem Sinne vom Netzbetreiber eine Transportleistung in Anspruch nehmen möchte, hat sich der Begriff des „Transportkunden“ herausgebildet.

Mit den 2003 ins EnWG eingefügten ausdrücklichen Bestimmungen zur Öffnung der Gasversorgungsmärkte setzte die Bundesrepublik mit einer Verspätung von fast drei Jahren die Erfordernisse aus der **Richtlinie 98/30/EG** betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt<sup>1</sup> um, die bereits 2003 durch die **Richtlinie 2003/55/EG**<sup>2</sup> ersetzt wurde. Wegen der verspäteten Umsetzung wurde Deutschland im Jahr 2004 durch den Europäischen Gerichtshof (EuGH) ausdrücklich gerügt.<sup>3</sup>

### 7.2.1.2 Kompatibilitätsanforderungen

Die Entscheidung über die **technischen Anforderungen für den Anschluss** an die Gasversorgungsnetze hat der Gesetzgeber in § 4a Abs. 2 EnWG grundsätzlich in die Hände der Netzbetreiber gelegt (wobei er sich vorbehalten hat, ggf. stattdessen Regelungen auf Verordnungsebene zu treffen, vgl. § 4a Abs. 3 EnEG). Dabei hat er ihnen zur Auflage gemacht, ihre Regelungen „objektiv“ und „nichtdiskriminierend“ auszugestalten.

Hinsichtlich des **Netzzugangs** laufen die Regelungen auf dasselbe Ergebnis hinaus. Maßgebend ist in dieser Hinsicht **§ 6a Absatz 2 EnWG**. Danach müssen die vom Netzbetreiber aufgestellten Durchleitungsbedingungen „guter fachlicher Praxis entsprechen“ und dürfen „nicht ungünstiger sein, als sie von ihnen „in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens (...) tatsächlich oder kalkulatorisch in

Rechnung gestellt werden“ (so Satz 1 der Vorschrift). Dies gilt (lediglich) nicht, soweit der Betreiber nachweist, dass ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist (so Satz 2). Nach Maßgabe des Satzes 4 wird schließlich die Erfüllung der Bedingungen der guten fachlichen Praxis bis Ende 2003 grundsätzlich<sup>4</sup> vermutet, wenn die Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 3. Mai 2002<sup>5</sup> eingehalten wird.

Damit rekurriert die Bestimmung auf die bereits einige Zeit vor dem Inkrafttreten der Neuregelungen zwischen den vier Verbänden BDI, VIK, BGW und VKU ausgehandelte **VV Erdgas II**, in der sich somit rechtlich wie praktisch die entscheidenden Aussagen zur Zugänglichkeit der Netze für andere Marktteilnehmer und Gasprodukte befinden.

Hinsichtlich des Zugangs unterschiedlicher Gasarten zu den Netzen hebt die VV Erdgas II in ihren Grundsätzen hervor, dass unterschiedliche Gasbeschaffenheiten „kein grundsätzlicher Ablehnungsgrund für den Netzzugang sind“.<sup>6</sup> Wegen der Einzelheiten wird insoweit auf die **Anlage 1 „Kompatibilität“** verwiesen, nach der sich die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit wiederum aus den technischen Regeln des **DVGW-Regelwerkes** ergeben. Im Übrigen unterscheidet die Anlage „Kompatibilität“ zwischen zwei Fallvarianten:<sup>7</sup>

#### „1. Kompatibilität ohne zusätzliche Angleichungs- oder Umwandlungsmaßnahmen

Die Kompatibilität des zum Transport vorgesehenen Erdgases des Kunden im Sinne dieser Anlage ist gegeben, wenn der Kunde

- es mit einer Spezifikation zur Übergabe anstellt, die für den Transport des Erdgases zur Ausspeisestelle keine im Vergleich zum bestehenden Zustand zusätzliche Angleichungs- oder Umwandlungsmaßnahmen durch den Netzbetreiber an die jeweiligen Gegebenheiten und Verhältnisse in den relevanten Netzteilen erfordert (z. B. wenn die Erfordernisse nach G 260 und G 685 nicht verletzt werden) und

1. Richtlinie vom 22. Juni 1998, ABl. EG Nr. L 204, S. 1.

2. Richtlinie vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. EG Nr. L 176, S. 57.

3. EuGH, Rs. C-64/03, Urt. v. 01.04.2004.

4. Die Ausnahmen ergeben sich unmittelbar aus § 6a Abs. 2 Satz 4 EnWG.

5. Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II), Frankfurt/Main, 3. Mai 2002.

6. VV Erdgas II, S. 4.

7. VV Erdgas II, S. 20 f.

- es an der Einspeisestelle mit einem Druck anstellt, der es ermöglicht, das Gas ohne zusätzliche Maßnahmen durch den Netzbetreiber ins Netz zu übernehmen.

Die Nämlichkeit des Gases braucht bei der Auspeisung nicht gewahrt zu werden.

## 2. Herstellung der Kompatibilität durch Angleichungs- oder Umwandlungsmaßnahmen

Ist die Kompatibilität des zu transportierenden Erdgases des Kunden im Sinne dieser Anlage aus Sicht des Netzbetreibers nicht gegeben, wird dies dem Kunden gegenüber begründet bzw. nachgewiesen. Der Netzbetreiber wird in diesem Fall soweit möglich dem Kunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität und zu dem dafür zu zahlenden angemessenen und wettbewerbsfähigen Preis unterbreiten, um den Transport des Erdgases zu ermöglichen. Ist ihm ein solches Angebot nicht möglich, wird der Netzbetreiber dem Kunden auf dessen Wunsch die Hinderungsgründe erläutern. Bei Meinungsverschiedenheiten über diesbezügliche Kompatibilitätsfragen kann die Schlichtungsstelle gemäß Ziffer 7 VV angerufen werden.“

Praktisch laufen die Bestimmungen damit darauf hinaus, dass es der Sache nach darauf ankommt, ob der Erzeuger (ggf. durch vorgeschaltete Aufbereitung) sicherstellt, dass das Gas erstens den Beschaffenheitsanforderungen der beiden DVGW-Regeln G 260 und 685 entspricht und zweitens mit einem genügenden Druck bereitgestellt wird, so dass das Gas ohne weiteres ins Netz übernommen werden kann. In diesem Falle besteht ein Anspruch des Erzeugers auf Zugang zum Netz. Ist die Einhaltung der genannten Kriterien jedoch nicht sichergestellt, so kommt es nach Maßgabe der Ziffer 2 zu einer Verhandlungssituation zwischen Erzeuger (bzw. dem betreffenden Transportkunden) und dem Netzbetreiber.<sup>1</sup>

Die technischen Maßstäbe für die Beschaffenheitsanforderungen ergeben sich somit aus den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 685:

- Im **Arbeitsblatt G 260**<sup>2</sup> werden die stofflichen Beschaffenheitsanforderungen (insb. Brennwert, Zusammensetzung usw.) an für die öffentliche Gasversorgung verwendete Gase zusammengestellt.

Da Biogas als Rohgas diesen Anforderungen nicht entspricht, bedarf es hierfür einer Aufbereitung. Der Einsatz von Biogas ist gemäß Nr. 4.4.2 des Arbeitsblattes G 260 als Austauschgas (d. h. an Stelle von sog. Grundgas) allgemein gestattet, wenn es so aufbereitet worden ist, dass die für Erdgase üblichen Beschaffenheitsanforderungen eingehalten werden. Maßgebend ist insoweit Tabelle 3 des Arbeitsblattes G 260 (abgedruckt im Anhang zu dieser Ausarbeitung).<sup>3</sup> In Betracht kommt ein Einsatz von Biogas außerdem als Zusatzgas zur Konditionierung gemäß Nr. 4.3 des Arbeitsblattes G 260.

- **Arbeitsblatt G 685**<sup>4</sup> beschreibt zusätzliche Anforderungen an die Gasbeschaffenheit im Hinblick auf das Erfordernis der einheitlichen Abrechenbarkeit. Unter anderem wird festgelegt, dass in einem Abrechnungszeitraum und innerhalb eines Versorgungsgebietes der Brennwert nicht um mehr als 2 % schwanken darf.<sup>5</sup>

Eine gewisse Bedeutung hat insofern außerdem das speziell für Biogas sowie für Klär- und Deponiegas entwickelte **Arbeitsblatt G 262**<sup>6</sup>. Allerdings verweist dieses hinsichtlich der Voraussetzungen für eine Einspeisung in Netze der öffentlichen Gasversorgung wiederum auf die Anforderungen des Blattes G 260.<sup>7</sup> In dieser Hinsicht ergeben sich aus dem G 262 lediglich erläuternde Hinweise auf die erforderlichen Maßnahmen zur Aufbereitung sowie einige Konkretisierungen hinsichtlich der notwendigen Verdichtung (um den erforderlichen Druck herzustellen).<sup>8</sup> Im Übrigen weist das Arbeitsblatt auf das Erfordernis einer Odorierung nach Maßgabe des weiteren Arbeitsblattes G 280-1 hin.<sup>9</sup>

### 7.2.1.3 Würdigung der Regelungen

In Bezug auf die für die Einspeisung von Biogas erforderliche Gasbeschaffenheit ergeben sich aus den vorliegenden Vorschriften und Regeln keine grundlegenden Zweifel. Die Regeln führen zu klaren Ergebnissen. Ob sie damit auch in der Sache als angemessen anzusehen sind, ist eine andere – hier nicht zu beantwortende – Frage. Jedenfalls wird das hinter den Re-

1. Vgl. zum Ganzen auch Friedrichs/ Hartmann/ Kaesler/ Zingreffe: Biogas – Möglichkeiten und Voraussetzungen der Einspeisung in die Netze der öffentlichen Gasversorgung, in: Gas-Erdgas 144 (2003) Nr. 1, S. 59, 62 ff.  
 2. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“, Bonn 2000.  
 3. DVGW-Arbeitsblatt G 260, S. 16.  
 4. DVGW: Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“, Bonn 1993.  
 5. Vgl. Schulz (Bremer Energieinstitut), Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten (Aktualisierung 2004), S. 11.  
 6. DVGW: Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“, Bonn 2004.  
 7. DVGW-Arbeitsblatt G 262, Nr. 1 (S. 5) sowie Nr. 4.1.1 (S. 8.).  
 8. DVGW-Arbeitsblatt G 262 Nr. 4.1.1 und 4.1.3 (S. 8 f.)  
 9. DVGW-Arbeitsblatt G 262, Nr. 4.1.2 (S. 8).



gelungen stehende Konzept deutlich: Biogas ist vor der Einspeisung derart aufzubereiten, dass es den technisch wesentlichen Beschaffenheitsmerkmalen des in dem jeweiligen Netz verwendeten Erdgases entspricht. Die Verantwortlichkeit für die Einhaltung liegt bei dem Gaserzeuger bzw. dem betreffenden Transportkunden. Abweichendes ist nicht ausgeschlossen, bedarf aber gegebenenfalls der Aushandlung im Einzelfall.

Gegen die Rechtmäßigkeit dieses inhaltlichen Konzepts bestehen keine Bedenken. Insbesondere ergeben sich solche nicht aus den übergeordneten Vorgaben des europäischen Gemeinschaftsrechts. Die Vorschriften der §§ 4a und 6a EnWG dienen der Umsetzung einer Reihe von Bestimmungen der Richtlinie 98/30/EG. So verlangt die Richtlinie von den Mitgliedstaaten in Art. 5, dafür Sorge zu tragen, dass die Netzbetreiber für den Anschluss der Anlagen an ihre Netze technische Vorschriften schaffen, welche die „**Interoperabilität**“ sicherstellen sowie „**transparent**“ und „**nichtdiskriminierend**“ sind. Gemäß Art. 7 Abs. 2 bzw. 11 Abs. 2 der Richtlinie hat der jeweilige Netzbetreiber hinsichtlich des Netzzugangs „jegliche diskriminierende Behandlung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, insbesondere zugunsten seiner verbundenen Unternehmen“ zu unterlassen.

Die speziellen Regelungen für Biogas in der VV Erdgas II sowie in den von dieser in Bezug genommenen DVGW-Arbeitsblättern dürften in dieser Hinsicht als transparent anzusehen sein. Sie gewährleisten – jedenfalls in dieser Hinsicht – auch die geforderte Interoperabilität, indem sie gleichartige Anforderungen an die Inanspruchnahme der Netze stellen, so dass ein Transport über die jeweiligen Netzgrenzen hinaus sichergestellt ist.<sup>1</sup> Kritisch ist allerdings hinsichtlich der Transparenz- und Interoperabilitätsforderung anzumerken, dass die VV Erdgas II keine klaren Maßstäbe zur Preisgestaltung für die Durchleitung erkennen lässt.<sup>2</sup>

Ein spezifisch Dritte (seien es Biogaserzeuger oder andere Unternehmen) benachteiligendes Moment

lässt sich den Anforderungen der VV Erdgas II im Übrigen nicht entnehmen. Letzteres könnte zwar unter dem Aspekt in Frage gestellt werden, dass die Anforderungen an die Biogaseinspeisung verhältnismäßig hoch gesteckt sind (und sich für die Erzeuger daher als wirtschaftlich belastend darstellen). Zu bedenken ist jedoch, dass die Richtlinie 98/30/EG keinen Hinweis darauf enthält, dass die Einspeisung von Biogas gegenüber den für andere Gase geltenden Bedingungen bevorzugt oder durch spezielle Maßnahmen gezielt erleichtert werden sollte. Vor diesem Hintergrund dürfte die schlichte Forderung nach Einhaltung der üblichen Beschaffenheitsanforderungen – auf die sich die Regelungen in ihrem Kern reduzieren lassen – nicht als diskriminierend anzusehen sein. Eine indirekte Bestätigung hierfür findet sich nunmehr in der Nachfolgerichtlinie 2003/55/EG, in deren Artikel 1 Abs. 2 es ausdrücklich heißt, Biogase seine in den Anwendungsbereich der Richtlinie einbezogen, „soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren“.<sup>3</sup>

Eine andere Frage ist, ob und inwieweit die in § 6a EnWG angewandte Regelungstechnik des Verweises auf eine nicht näher spezifizierte „**gute fachliche Praxis**“ und der ausdrücklichen Bezugnahme auf die **VV Erdgas II** in Gestalt einer gesetzlichen Vermutungsregelung einerseits auf geeignete Weise das von der zugrunde liegenden EG-Richtlinie intendierte Funktionieren des Wettbewerbs im Gasmarkt sicherstellen kann<sup>4</sup> und andererseits den verfassungsrechtlichen Anforderungen an die Bestimmtheit genügt.<sup>5</sup> Eine gewisse Bestätigung erhalten solcherart Bedenken aus dem anwendungspraktischen Blickwinkel, wenn berichtet wird, dass die Netzbetreiber die Umsetzung des DVGW-Regelwerkes im Hinblick auf Biogas behinderten.<sup>6</sup> Gleichwohl soll dieser rechtlichen Frage hier nicht weiter nachgegangen werden, zumal das Problem unter dem Eindruck der zwischenzeitlich geänderten EG-rechtlichen Rahmenbedingungen vorübergehender Natur ist.

1. Theobald spricht zur Erläuterung des Begriffes „Interoperabilität“ in diesem Sinne etwa von dem „Zusammenwirken der Netze“ (siehe in: Danner/ Theobald: Energiewirtschaftsrecht, § 4a EnWG Rdnr. 3).

2. Kritisch auch Schulz, (Bremer Energieinstitut), Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten (Aktualisierung 2004), S. 16.

3. Vgl. auch Theobald, in: Danner/ Theobald: Energiewirtschaftsrecht, § 4a Rdnr. 13.

4. Kritisch Theobald, in: Schneider/ Theobald, Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rdnr. 104 ff., insb. 110.

5. Eingehend Theobald, in: Danner/ Theobald: Energiewirtschaftsrecht, § 6a Rdnr. 32 ff. m.w.N.

6. So Schulz (Bremer Energieinstitut), Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten (Aktualisierung 2004), S. 18 unter Bezugnahme auf Äußerungen aus dem Fachverband Biogas e.V.

## 7.2.2 Änderungen der Rechtslage

### 7.2.2.1 Die Vorgaben der Gasrichtlinie – konzeptionelle Konturen

Mit der im Juli 2003 im „Paket“ mit der novellierten Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie<sup>1</sup> verabschiedeten neuen Gasrichtlinie 2003/55/EG betritt die Europäische Union eine weitere Stufe der Marktliberalisierung im Gassektor. Die EU-Kommission sah sich bereits im Jahr 2001 zur Vorbereitung dieses Schrittes veranlasst, weil einerseits einige Länder ihre Gasmärkte bereits relativ schnell in recht weitem Umfang geöffnet hatten und sich auf der anderen Seite abzeichnete, dass andere Länder mit der Liberalisierung sehr zögerlich umgehen (unter anderem Deutschland). Um eine zunehmende Diskrepanz des Marktgeschehens in den verschiedenen Mitgliedstaaten zu verhindern, entschloss man sich, konzeptionell erheblich klarere Konturen für den Fortgang der Liberalisierung vorzugeben.<sup>2</sup>

Zu den wesentlichen konzeptionellen Bestandteilen der Reform gehört neben einer weit gehenden Ausdehnung der Forderung nach **Entflechtung (Unbundling) der Gasversorgungsunternehmen** (vgl. Art. 17 der RL 2003/55/EG)<sup>3</sup> die eindeutige Entscheidung für das Modell des sog. **regulierten Netzzuganges**. Während die alte Richtlinie den Mitgliedstaaten noch ein Wahlrecht zugunsten des Modells des „verhandelten Netzzuganges“ gab, legt sie sich nunmehr auf die andere Alternative fest. Damit entspricht sie der eingeleiteten Praxis in der großen Mehrzahl der Mitgliedstaaten. Für Deutschland bringt dies einen Systemwechsel mit sich, der eine grundlegende Umgestaltung des hiesigen Energiewirtschaftsrechts bedingt.<sup>4</sup>

Praktisch bedeutet das, dass in Deutschland entgegen der bisherigen Praxis ein System vorab **festgelegter Tarife** bzw. Methoden der Tarifbestimmung eingeführt wird, bei dem die Tarife einer behördlichen Kontrolle unterliegen (vgl. Art. 18 der RL 2003/55/EG). In der Konsequenz muss eine **Regulierungsbehörde** geschaffen werden, die über diese Anforderungen wacht (vgl. Art. 25 der RL 2003/55/EG).

Der hierzu vorliegende Entwurf der Bundesregierung zu einem 2. Gesetz über die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts<sup>5</sup> (EnWG-NeuregG-E) sieht hierfür eine Ausweitung des Zuständigkeitsbereiches der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) vor.

Der Wechsel zum regulierten Netzzugang betrifft aber darüber hinaus auch den Bereich der **sachlichen Anforderungen an den Netzzugang**. Auch diese sind gemäß Art. 25 Abs. 2 der RL 2003/55/EG Gegenstand der Kontrolle durch die Regulierungsbehörde. Von daher bleibt für eine mehr oder weniger bindende Delegation der Rechtssetzung über die sachlichen Netzzugangsbedingungen an eine Verbändevereinbarung – wie sie das bisherige EnWG vorsieht – kein Raum. Abgesehen von Fällen der Nichteinhaltung der durch „ordentliche“ Rechtsvorschrift geregelten Zugangsbedingungen darf der Netzzugang nach Maßgabe von Art. 21 der RL 2003/55/EG nur unter sehr eingeschränkten Bedingungen verweigert werden: nur, soweit der Netzbetreiber nicht über die nötige Kapazität verfügt, entgegenstehende langfristige Lieferverträge bestehen oder der Netzzugang den Netzbetreiber daran hindern würde, ihm nach Maßgabe von Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie auferlegte gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen. Auf den letztgenannten Aspekt wird unten noch zurückzukommen sein (siehe Kap. 3.2).

Von relativ großer Bedeutung ist speziell im Hinblick auf **Biogas** im Übrigen, dass die neue Gasrichtlinie nunmehr Biogas ausdrücklich in ihren Anwendungsbereich einbezieht. So heißt es in **Art. 1 Abs. 2** der Richtlinie 2003/55/EG:

„Die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas (...) gelten auch für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.“

Damit ist auf gemeinschaftsrechtlicher Ebene explizit anerkannt, dass auch die Anbieter von Biogas nach den Maßgaben der Richtlinie freien Zugang zum Gasmarkt in der Europäischen Union beanspruchen

1. Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/62/EG, ABl. EG Nr. L 176, S. 137.
2. Vgl. EU-Kommission, Drs. KOM(2001) 125 endg. vom 13.03.2001, S. 6 ff.
3. Vgl. Neveling, in: Danner/ Theobald, Energiewirtschaftsrecht, Kommentierung Europäisches Energierecht Rdnr. 464 ff.
4. Eingehend zum Ganzen Schneider/ Prater: Das europäische Energierecht im Wandel, RdE 2004, S. 57, 60 ff.; ferner Neverling, a.a.O. Rdnr. 470 ff.
5. Siehe im Einzelnen den ursprünglichen Regierungsentwurf in BT-Drs. 15/3917, welcher durch den Bundestag mittlerweile in geänderter Form angenommen wurde (verabschiedete Beschlussempfehlung in BT-Drs. 15/5268 = BR-Drs. 248/05). Gegen die Beschlussfassung erhob der Bundesrat allerdings grundlegende Bedenken, so dass sie zunächst an den Vermittlungsausschuss überwiesen wurde, vgl. BR-Drs. 248/05 (Beschluss).



können. Allerdings ist zu beachten, dass Biogas damit nur als gleichberechtigt anerkannt ist, also nicht zu gleich ein Vorrang für Biogas ausgesprochen wird.

### 7.2.2.2 Relevante Neuerungen im deutschen Energiewirtschaftsrecht

#### Vorbemerkung zum aktuellen Stand des Gesetzgebungsverfahrens

Gegenwärtig (Endredaktion des juristischen Teils: 17. Mai 2005) befindet sich das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als das zentrale Rechtsinstrument zur Regulierung auch der Gaswirtschaft auf Grund der Anforderungen aus den EG-Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG in einem grundlegenden Novellierungsverfahren. Der hierzu von der Bundesregierung im Oktober 2004 vorgelegte Gesetzentwurf eines **neuen EnWG**<sup>1</sup> wurde im Gesetzgebungsverfahren wegen diverser Änderungswünsche einerseits des Bundesrates<sup>2</sup> sowie andererseits aus den Reihen des Parlaments einigen wesentlichen Änderungen unterzogen. Am 15. April 2005 verabschiedete der Bundestag die Regierungsvorlage in einer entsprechend modifizierten Fassung.<sup>3</sup> Der Bundesrat erhob jedoch weiterhin zum Teil schwer wiegende Bedenken und rief am 29. April 2005 den **Vermittlungsausschuss** an.<sup>4</sup>

Parallel zum Gesetzgebungsverfahren für das neue EnWG erfolgten die ministeriellen Abstimmungen für den Erlass der wichtigsten untergesetzlichen Regelungen, so dass die Regierung dem Bundesrat praktisch zeitlich mit der Beschlussvorlage des Bundestages für das neue EnWG die Regierungsentwürfe für die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)<sup>5</sup> und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)<sup>6</sup> zuleiten konnte.

Der **Ausgang des Gesetzgebungsverfahrens** sowie der Verfahren zu den das Gesetz konkretisierenden Verordnungen ist zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Textes noch **offen**, so dass nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass die hier betrachteten Regelungen der Entwürfe in allen Details geltendes Recht werden. In den meisten Punkten – insbesondere was die Gleichberechtigung des Netzzugangs und die Gasbeschaffenheit betrifft – sind zwar keine substanziellen Änderungen zu erwarten. Zu den vom Bun-

desrat als vermittlungsbedürftig angesehenen Punkten zählt jedoch der gesamte Komplex der Regelungen zum Netzzugang. Von daher muss in allen diesen Bereich betreffenden Fragen noch mit Änderungen gerechnet werden.

Die folgenden Ausführungen skizzieren die Inhalte der Gesetz- und Verordnungsentwürfe nur **relativ grob**. Eine detaillierte Auswertung der aktuellen Gesetzesmaterialien war in dem engen zur Verfügung stehenden Zeitraum von ca. zwei Wochen Bearbeitungszeit zwischen der Veröffentlichung der jüngsten maßgebenden Dokumente und der Endfassung des Gutachtens nicht mehr möglich. In Anbetracht des noch offenen Vermittlungsverfahrens kann zudem ohnehin nicht sicher damit gerechnet werden, dass alle Einzelvorschläge das Gesetz- und Verordnungsgebungsverfahren unverändert überstehen. Auch von daher erschien es auch in der Sache nicht sinnvoll, sämtliche Regelungen und Vorschläge aus den Entwürfen zum jetzigen Zeitpunkt einer juristischen Detailprüfung zu unterziehen.

#### Grundsatz: gleichberechtigter Netzzugang für Biogas

Die Forderung der Gasrichtlinie nach grundsätzlich gleichberechtigtem Netzzugang für Biogas bringt für das deutsche Energiewirtschaftsrecht **keine unmittelbaren Neuerungen** mit sich. § 4a EnWG enthält in der heute gültigen Fassung ohnehin bereits eine Vorschrift mit vergleichbarer Bedeutung. Die dort verwendete Formulierung findet sich in der Substanz weitgehend unverändert unter der Überschrift „technische Vorschriften“ in § 19 Abs. 3 des Gesetzentwurfs zum neuen EnWG wieder. Benutzt wird in diesem Zusammenhang allerdings die oben zitierte Formulierung der neuen Gasrichtlinie, in der es einschränkend heißt: „(...) soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist (...)“.<sup>7</sup>

Gewisse mittelbar positive Auswirkungen können sich andererseits – jedenfalls möglicherweise – aus dem in der Novellierung angelegten Übergang zu einem **regulierten Netzzugangssystem** erweisen. Die **VV Erdgas II** wird damit ihre bisherige Rangstellung als Quasi-Rechtsvorschrift für den Netzzugang verlieren. Konkret lassen sich die Auswirkungen des neuen Systems allerdings noch nicht in allen Details sicher abschätzen. Offen ist vor allem, ob der Zugang zu den

1. BT-Drs. 15/3917.

2. Vgl. die umfangreiche Stellungnahme des Bundesrates in BT-Drs. 15/3917, S. 78 ff.

3. BT-Drs. 15/5268 = BR-Drs. 248/05.

4. Vgl. BR-Drs. 248/05 (Beschluss).

5. BR-Drs. 246/05.

6. BR-Drs. 247/05.

7. BT-Drs. 15/3917, S. 16 sowie S. 59 (Begründung) sowie BT-Drs. 15/5268, S. 30.

Netzen damit praktisch deutlich einfacher wird. Das wird maßgeblich vom Ausgang des Vermittlungsverfahrens zwischen Bundestag und Bundesrat zum neuen EnWG sowie von den darauf basierenden endgültigen Regelungen der GasNZV abhängen.

Die Ausgangsvorschrift für den Netzzugang (im Strom- wie im Gasbereich) befindet sich unter der Überschrift „Zugang zu den Energieversorgungsnetzen“ in § 20 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zum neuen EnWG. Dort heißt es:<sup>1</sup>

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet zu veröffentlichen. Sie haben in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten Netzzugang zu gewährleisten. Sie haben ferner den Netznutzern die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.“

Speziell für den Bereich der **Gasversorgung** soll der Grundsatz des § 20 Abs. 1 EnWG nach den Vorstellungen des Bundestages durch einen weiteren  **Absatz 1b** ergänzt werden. Der insoweit gegenüber dem ursprünglichen Regierungsentwurf ergänzte Gesetzentwurf<sup>2</sup> sieht hierfür folgenden Wortlaut vor:<sup>3</sup>

„Zur Ausgestaltung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind. Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, bei der Berechnung von Kapazitäten, dem Angebot von Kapazitäten und der Erbringung von Systemdienstleistungen insbesondere mit dem Ziel zusammen zu arbeiten, den Netzzugang zu vereinfachen und zu beschleunigen. Sie haben unter Berücksichtigung von technischen Einschränkungen und wirtschaftlicher Zumutbarkeit alle Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Netzbetreibern auszuschöpfen, mit dem Ziel, die Zahl der Netze oder Teilnetze sowie der Bilanzonen möglichst gering zu halten. Betreiber von über Netzkopplungspunkte verbundenen Netzen haben bei

der Berechnung und Ausweisung von technischen Kapazitäten mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können. Sie sind darüber hinaus verpflichtet, Transportkunden das Vertragsmanagement für fremde Netze, die Transportkunden als Bestandteil einer Transportkette in Verbindung mit ihrem Netz nutzen wollen, anzubieten. Bei einem Wechsel des Gaslieferanten kann der neue Gaslieferant vom bisherigen Gaslieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Gaslieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist und er dies gegenüber dem bisherigen Gaslieferanten begründet. Betreiber von Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes oder, bei dauerhaften Engpässen, eines Teilnetzes bereitzustellen (Entry-Exit-System). Betreiber eines örtlichen Verteilernetzes haben nach Maßgabe einer Rechtsverordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen den Netzzugang durch Übernahme des Gases an Einspeisepunkten ihrer Netze für alle angeschlossenen Ausspeisepunkte zu gewähren.“

Gemäß § 21 des Gesetzentwurfs sollen die Netzbetreiber verpflichtet werden, die Nutzung ihrer Netze zu angemessenen Bedingungen und Entgelten anzubieten.<sup>4</sup>

Im Einzelnen sollen die Anforderungen an die Gewährleistung des Netzzugangs sowie an die Bedingungen und Entgelte für Leistungen der Netzbetreiber den nach § 24 des Gesetzentwurfs ergehenden Verordnungen über den Gasnetzzugang (GasNZV) bzw. über die Gasnetzentgelte (GasNEV) überantwortet werden.

Im Zentrum des § 20 Abs. 1b) EnWG-E steht das sog. „**Entry-Exit-Modell**“. Das Modell soll es den Transportkunden ermöglichen, bei den jeweiligen Netzbetreibern Kapazitätsrechte für den Transport zwischen festgelegten Ein- und Ausspeisepunkten ohne die Festlegung auf einen bestimmten Transportpfad zu buchen und ohne das Erfordernis zusätzlicher hydraulischer Prüfungen zu nutzen<sup>5</sup>. Dabei gestattet der Gesetzentwurf den Netzbetreibern auch die Bil-

1. So § 20 Abs. 1 i.d.F. der Beschlussempfehlung des Bundestages, BT-Drs. 15/5268, S. 28. Nähere Erwägungen zur Begründung in BT-Drs. 15/3917, S. 59 f.

2. Im ursprünglichen Regierungsentwurf befand sich diese Regelung noch nicht (vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 16 f.). Entsprechende Regelungen waren ursprünglich nur auf Verordnungsebene vorgesehen (vgl. den Referentenentwurf des BMWA zur GasNZV vom 18.10.2004, S. 29 ff.).

3. Vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 31 (Text) und S. 119 (Begründung), wo allerdings nur auf die zum Zeitpunkt der Beschlussfassung zum EnWG bereits vorliegenden Entwürfe zur GasNZV und zur GasNEV verwiesen wird.

4. Vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 60

5. Vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 31. Im ursprünglichen Gesetzentwurf fand sich hierauf zunächst nur ein Hinweis in der Begründung (vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 62), auf die in der Gasnetzzugangsverordnung Bezug genommen werden sollte.



derung von Teilnetzen.<sup>1</sup> Der Entwurf zur Gasnetzzugangsverordnung konkretisiert hierzu die Ausgestaltungsmerkmale (vgl. § 3 ff. GasNZV-E).<sup>2</sup> Dort soll unter anderem auch klargestellt werden, dass es auf die Nämlichkeit des jeweils ein- und ausgespeisten Gases nicht ankommt (vgl. § 3 Abs. 3 Satz 2 GasNZV-E).

Zur **Erläuterung**:<sup>3</sup> Den Netzbetreibern kommt in einem derartigen System ausschließlich die Funktion zu, ihr Netz für Transportleistungen zur Verfügung zu stellen. Ihnen angebotenes Gas nehmen sie nicht als Kunden ab, sondern lediglich als Transporteure. Wer Biogas in ein Gasnetz einspeisen will, muss sich hierfür folglich einen „echten“ Abnehmer suchen, der das Gas an einem festgelegten Ausspeisepunkt des jeweiligen Netzes übernehmen kann. Dies kann ein Verbrauchskunde sein oder ein im Gashandel tätiges Unternehmen (auch etwa die Handelsabteilung des das Netz selbst betreibenden Unternehmens). Gewährt ein Netzbetreiber im Rechtssinne „Zugang“ zu seinem Netz, so nimmt er damit das Gas nicht als an ihn gerichtete „Lieferung“ durch den Netzbetreiber ab, sondern als durch ihn an Dritte weiter zu leitende Ware. Wer mit einem Netzbetreiber Transportleistungen vereinbaren möchte, tritt insoweit als „Transportkunde“ auf. Als Transportkunden sollen sowohl Gaslieferanten als auch Händler und Letztverbraucher Verträge schließen können (vgl. § 3 Nr. 31a EnWG-E in der Fassung der Beschlussempfehlung des Bundestages).<sup>4</sup>

Die Funktionsweise des Entry-Exit-Modells soll nach dem Entwurf der GasNZV unter anderem dadurch abgesichert werden, dass die Netzbetreiber verpflichtet werden, ihren Transportkunden innerhalb bestimmter Toleranzen einen Ausgleich für Abweichungen von den jeweils gebuchten Ein- und Ausspeisemengen anzubieten (sog. **Basisbilanzausgleich**, vgl. im Einzelnen §§ 26 f., insb. § 30 GasNZV-E). Der Basisbilanzausgleich soll grundsätzlich aus der Netzpufferung bereitgestellt werden. Eine gesonderte Vergütung ist nicht vorgesehen, da der Basisbilanzausgleich als Bestandteil der notwendigen

Systemdienstleistungen des Netzbetreibers betrachtet wird, der über die allgemeinen Netzentgelte abgegolten werden kann.<sup>5</sup> Speziell für Biogas-Transportkunden ist eine Verpflichtung zum Angebot eines erweiterten Bilanzausgleichs für den Zeitraum von 12 Monaten vorgesehen, der (als seinerseits gesondert zu vergütende Leistung) von den Netzbetreibern „diskriminierungsfrei“ angeboten werden soll (vgl. § 34 GasNZV-E).<sup>6</sup>

Der Gedanke des „Entry-Exit-Modells“ wird im Allgemeinen für eine gute Grundlage gehalten, weil er ein hohes Maß an Flexibilität bietet. Als problematisch könnte sich dabei aber – auch aus der Perspektive der Anbieter von Biogas – erweisen, dass angesichts der geringen Größe vieler örtlicher Versorgungsnetze und der in der von Bundestag beschlossenen Fassung des EnWG-E vorgesehenen Möglichkeit der Bildung von Teilnetzen mit einem relativ **kleinteiligen** Gesamtgebilde von Entry-Exit-Zonen zu rechnen ist, so dass der Transaktionsaufwand für die Versorgung von Endkunden in entfernteren Gebieten relativ groß sein kann.<sup>7</sup>

Eine gegenüber dem bisherigen Recht positive Fortentwicklung ist im Übrigen für den Anspruch auf **Speicherzugang** zu vermerken. Gemäß § 28 Abs. 1 des Regierungsentwurfs zum neuen EnWG<sup>8</sup> ist in Anknüpfung an Art. 19 der EG-Gasrichtlinie vorgesehen, dass grundsätzlich auch ein diskriminierungsfreier Anspruch auf Zugang zu Speicheranlagen besteht. Zwar soll dieser Vorrang nach dem Wortlaut der Vorschrift beschränkt sein auf Fälle, in denen der Zugang zum Speicher „für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist“. Daraus darf aber nicht geschlossen werden, der Speicherbetreiber habe hier einen großen Ablehnungsspielraum. Als „wirtschaftlich erforderlich“ dürfte nämlich insbesondere ein Speicherzugang zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen anzusehen sein.<sup>9</sup>

1. Kritisch hierzu einige Äußerungen im Gesetzgebungsverfahren, vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 106 ff.

2. Vgl. BR-Drs. 246/05, S. 9 ff. sowie zur Begründung S. 35 ff.

3. Siehe zum Ganzen die eingehenden Erläuterungen im GasNZV-E, BR-Drs. 246/05, S. 36 ff.

4. § 2 Nr. 25 des Referentenentwurfs des BMWA zur GasNZV sah noch vor, dass Haushaltskunden nicht als Transportkunden auftreten dürfen. Hieran soll offenbar nicht mehr festgehalten werden (vgl. BR-Drs. 246/05, S. 35).

5. Vgl. BR-Drs. 246/05, S. 21 ff. sowie S. 51 f. (Begründung).

6. Vgl. BR-Drs. 246/05, S. 24 sowie S. 54 (Begründung).

7. Kritisch zum Ganzen Däuper, in: *Infrastrukturrecht* 2004, S. 253 f.; in diese Richtung auch einige kritische Äußerungen in den Anhörungen des Bundestages, vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 106 ff.

8. Vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 41.

9. So einleuchtend Neveling/ Theobald: *Aktuelle Entwicklungen des europäischen Energiehandels*, in: *EuZW* 2002, S. 106, 109. Siehe ferner die Begründung des Kommissionsvorschlags zur Novellierung der Gasrichtlinie: KOM(2001) 125 endg., S. 42 Fn. 7.

### Bestimmungen zur Gasbeschaffenheit

Von zentraler Bedeutung für die wirtschaftlichen Bedingungen der Biogaseinspeisung sind die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit. Der Sache nach wird es insoweit bei der bisherigen Rechtslage bleiben, auch wenn kein Bezug mehr auf die VV Erdgas II genommen wird.

In § 35 des dazu vorliegenden Regierungsentwurfs zur GasNZV<sup>1</sup> soll, hinsichtlich der Gasbeschaffenheit folgendes festgelegt werden:

#### „§ 35 Gasbeschaffenheit

(1) Der Transportkunde hat sicherzustellen, dass das zur Einspeisung anstehende Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht und kompatibel im Sinne des Absatzes 2 ist. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V. eingehalten worden sind.

(2) Die Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases des Transportkunden ist gegeben, wenn der Transportkunde das Gas an dem Einspeisepunkt mit einer Spezifikation entsprechend den Anforderungen des Netzbetreibers zur Übergabe anstellt, die für die Übernahme des Gases in den relevanten Netzteilen keine Maßnahmen des Netzbetreibers zum Druckausgleich oder zur Umwandlung des Gases zur Anpassung an die jeweiligen Gegebenheiten und Verhältnisse auch aus Gründen der Anwendungstechnik in den relevanten Netzbereichen erfordert.

(3) Ist die Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases nicht gegeben, hat der Netzbetreiber, soweit technisch möglich und zumutbar, dem Transportkunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität zu Bedingungen zu unterbreiten, die den Anforderungen nach § 21 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen. Ist ihm ein solches Angebot nicht möglich oder unzumutbar, muss der Netzbetreiber dies begründen.“

Damit kann davon ausgegangen werden, dass hinsichtlich der geforderten Kompatibilität des Gases in der Sache alles beim Alten bleibt. Der Verordnunggeber wäre zwar grundsätzlich frei darin, hiervon Abweichendes festzulegen (etwa von den bisher üblichen Standards der Kompatibilität oder vom Prinzip der Vorgabe von Beschaffenheitsstandards für die Einspeisestelle abzurücken, soweit durch ergänzende Regelungen sichergestellt würde, dass der abnehmende Netzbetreiber dann durch geeignete eigene Maßnahmen dafür Sorge trägt, dass die von Art. 1 Abs. 2 der Gasrichtlinie gesetzten Kriterien eingehalten werden).

Entsprechende Initiativen zeichnen sich nach dem bisherigen Verlauf des Gesetz- und Verordnungsgebungsverfahrens jedoch nicht ab.

### Sonderregelungen: Vorrang für Biogas in örtlichen Verteilnetzen und bei Kapazitätsengpässen

In den Beratungen des Bundestages einigten sich die Regierungsfractionen speziell im Hinblick auf Biogas darauf, an zwei Stellen (in der Sache allerdings sehr zurückhaltende) Vorrangregelungen für Biogas einzuführen. Dementsprechend wurde die Ermächtigung zum Erlass der Gasnetzzugangsverordnung in § 24 Nr. 3a des Entwurfs zum neuen EnWG dahin erweitert, dass durch Rechtsverordnung Regelungen geschaffen werden, nach denen

„im Rahmen der Ausgestaltung des Netzzugangs zu den Gasversorgungsnetzen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas im Rahmen des Auswahlverfahrens bei drohenden Kapazitätsengpässen sowie beim Zugang zu örtlichen Verteilernetzen Vorrang gewährt“ wird.<sup>2</sup>

Die Verordnungsermächtigung soll nach dem Regierungsentwurf zur GasNZV durch zwei konkretere Bestimmungen ausgefüllt werden, zum einen hinsichtlich des Zugangs zu örtlichen Verteilnetzen und zum anderen im Hinblick auf das Auswahlverfahren bei drohenden Kapazitätsengpässen.

§ 8 Abs. 1 GasNZV-E sieht für den **Zugang zu örtlichen Verteilnetzen** Folgendes vor:

„Der Zugang zu örtlichen Verteilnetzen erfolgt auf der Grundlage eines Transportvertrages und eines Netzanschlussvertrages. Diese Verträge sind vorrangig mit Transportkunden, die Biomethan und Gas aus Biomasse einspeisen, zu schließen, soweit diese Gase netzkompatibel sind und keine bestehenden Verträge entgegenstehen; die sichere Versorgung von Letztverbrauchern darf hierdurch auch bei Vertragsänderung oder Vertragsverlängerung nicht eingeschränkt werden.“<sup>3</sup>

Gemäß § 10 Abs. 4 GasNZV-E soll darüber hinaus für Fälle von **Kapazitätsengpässen** im jeweiligen Netz Folgendes gelten:

„Wenn 90 Prozent oder mehr, aber weniger als 100 Prozent der verfügbaren technischen Kapazität bereits durch Transportkunden gebucht sind und ein Engpass nach Absatz 1 vorliegt, sind Kapazitäten abweichend von Absatz 3 Satz 1 vorrangig an

1. Vgl. BR-Drs. 246/05, S. 28.

2. Die Formulierung ist im Original grammatikalisch verunglückt (vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 39).

3. BR-Drs. 246/05, S. 9.



Transportkunden, die Biomethan und Gas aus Biomasse einspeisen, zu vergeben. Für die Zuteilung der verbleibenden freien Kapazitäten hat der Netzbetreiber einmal im Jahr ein Versteigerungsverfahren durchzuführen. Werden weitere Kapazitäten nach Durchführung des Versteigerungsverfahrens verfügbar, werden diese im Verhältnis der nachgefragten Kapazitäten vorrangig den Teilnehmern der Auktion nach Satz 1 anteilig angeboten. Weiterhin verbleibende freie Kapazitäten sind diskriminierungsfrei anzubieten. Die Kosten für die Aufbereitung von Biogas und für die Einspeisung in die Gasversorgungsnetze sind nicht vom Netzbetreiber zu tragen, sondern von demjenigen, der diese Kosten veranlasst hat.<sup>1</sup>

Die Bedeutung der vorgesehenen Vorrangregelung für **örtliche Verteilnetze** darf nicht überschätzt werden. Zu bedenken ist, dass von ihr nur Gebrauch gemacht werden kann, sofern der Einspeiser des Biogases einen Kunden hat, der sein Gas an einer Ausspeisestelle im örtlichen Verteilnetz abnimmt. Das ist zwar auch über eine Fernleitung oder über Verbindungsleitung zu einem anderen (auch vorgelagerten) Netz möglich. Stets ist aber ein vertraglicher Abnehmer erforderlich, da das Netz auch in diesem Fall nur in seiner Transportfunktion in Anspruch genommen werden kann. Vorteilhaft kann die Regelung daher namentlich bei Fällen der **Äquivalenzgasnutzung** im Sinne von **§ 8 Abs. 1 Satz 3 EEG** sein. Abgesehen von diesem Sonderfall dürfte eine Inanspruchnahme der Regelung eher selten vorkommen, weil Biogas wegen des vergleichsweise hohen Preises auf dem freien Markt im Verhältnis zu konventionellem Gas zumeist ohne weiteres nicht konkurrenzfähig sein dürfte.

Die Bestimmung des § 10 Abs. 4 GasNZV-E für den Vorrang von Biogas bei **Kapazitätsengpässen** darf ebenfalls nicht dahin missverstanden werden, dass hiermit eine Art Abnahmepflicht verbunden wäre. Auch sie kann nur wirksam werden, sofern der Biogaseinspeiser einen vertraglichen Abnehmer hat. Bedeutsam kann sie vor allem für Netze bzw. Netzteile sein, denen Fernleitungs- bzw. Verbindungsfunktionen zukommen, weil hier häufiger Engpasssituationen auftauchen können.

Zur Erläuterung:<sup>2</sup>

- Grundsätzlich sieht der Entwurf der GasNZV vor, dass Kapazitäten nach der zeitlichen Reihenfolge der hierauf bezogenen verbindlichen Anfragen zugewiesen werden (vgl. § 9 Abs. 1 GasNZV-E).
- Abweichendes soll demgegenüber nach Maßgabe von § 10 Abs. 3 und 4 GasNZV-E gelten, wenn ein

„vertraglicher Kapazitätsengpass“ vorliegt. Davon geht der Verordnungsentwurf aus, „wenn die täglich eingehenden Kapazitätsanfragen die freie Kapazität an bestimmten Einspeise- oder Ausspeisepunkten für ein Netz oder Teilnetz übersteigen“ (§ 10 Abs. 1 GasNZV-E).

- Zur Beherrschung derartiger Situationen werden die Netzbetreiber dazu verpflichtet, ein Online-Informationssystem zu betreiben, in dem die Transportkunden jederzeit bevorstehende Kapazitätsengpässe erkennen können (vgl. § 10 Abs. 1 und 2 GasNZV-E).
- Übersteigt die Nachfrage 90 %, so darf die Vergabe im regulären Verfahren nach § 9 erst nach Ablauf von 24 Stunden erfolgen. In diesem Zeitraum ist im Online-Informationssystem darauf hinzuweisen und abzuwarten, ob sich ein Engpass im Sinne von § 10 Abs. 1 GasNZV-E ergibt. Wenn das nicht der Fall ist, kann anschließend eine normale Kapazitätsvergabe erfolgen. Anderenfalls hat stattdessen ein Versteigerungsverfahren stattzufinden (§ 10 Abs. 3 GasNZV-E).
- Ist ein Versteigerungsverfahren durchzuführen, so gilt nach Maßgabe des § 10 Abs. 4 GasNZV-E, dass nunmehr die freien Kapazitäten erstrangig an Biogas- bzw. Biomethan-Transportkunden zu vergeben sind und erst zweitrangig eine für Dritte offene Versteigerung stattfindet.

## 7.3 Spielräume zur Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen

### 7.3.1 Sind Vorrangregelungen und andere gezielte Verbesserungen für Biogas zulässig?

Die gegenwärtigen Rechtsvorschriften räumen dem Biogas am Markt eine formal gleichberechtigte Stellung gegenüber fossilen Gasen ein, sofern das Biogas seiner Beschaffenheit nach mit diesen austauschbar ist. Damit ist für das Biogas im Vergleich zu dem Stand vor einigen Jahren zwar durchaus etwas erreicht worden. Dem steht jedoch gegenüber, dass die Kosten für die Bereitstellung kompatiblen Biogases deutlich über denen des Bezuges fossilen Erdgases liegen, nicht nur, aber doch auch wegen der zur Herstellung der Austauschbarkeit notwendigen Aufbereitung. Dieser ökonomische Nachteil findet in den

1. BR-Drs. 246/05, S. 11.

2. Vgl. zum Ganzen auch die (allerdings sehr kurze) Begründung des Entwurfs zur GasNZV in BR-Drs. 246/05, S. 45 f.

derzeitigen Regelungen keinen Niederschlag. In der Kostengegenüberstellung am Markt erscheint Biogas teurer als fossile Gasprodukte – nicht zuletzt deshalb, weil die im Vergleich zu Biogas deutlich höheren sog. externen Kosten des Verbrauchs fossiler Gase hier unberücksichtigt bleiben.

Vom instrumentellen Ansatz her drängt sich daher der Gedanke auf, ob es nicht sinnvoll und machbar wäre, ein spezielles Vorranginstrument zu entwerfen, welches den durch die Ausklammerung der externen Kosten am Markt entstandenen Preisnachteil ausgleicht bzw. einen spezifischen Anreiz dazu bietet, in die Markteinführung und Technologieentwicklung der Biogasnutzung zu investieren. Als Modellbeispiel kann dafür an das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gedacht werden. Dessen konkretes Regularium ist zwar auf die Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes zugeschnitten und daher nicht „ein zu eins“ übertragbar. Als Denkansatz vermag es jedoch angesichts seines augenscheinlich großen Erfolges hilfreiche Impulse liefern.

Abgesehen von dem „Komplettmodell“ eines grundsätzlich vorstellbaren **Abnahme- und Vergütungssystems** für Biogas im Erdgasnetz, wie es beispielsweise der Fachverband Biogas fordert<sup>1</sup>, sind noch diverse andere Arten von Vorrangregelungen oder Begünstigungen für die Biogaseinspeisung in die Gasnetze denkbar, etwa in Gestalt einer **Quotenvorgabe** für alle Gasanbieter, eines **Vorrangs beim Netzzugang**, einer Privilegierung bei der **Zuweisung von Kapazitäten** innerhalb eines „Entry-Exit-Modells“ oder eines speziellen Vorrangs beim **Speicherzugang**. Bedeutende Besserstellungen wären möglicherweise auch erreichbar über eine **Milderung der Kompatibilitätsanforderungen** oder eine **Verlagerung der Kompatibilitätsanforderungen vom Einspeise- auf den Ausspeisepunkt** (Konsequenz: die Verantwortlichkeit für die Anpassung liegt dann beim Netzbetreiber).<sup>2</sup> Das – damit durchaus nicht erschöpfend erfasste – Spektrum der Möglichkeiten reicht schließlich bis hin zu zivilrechtlichen **Haftungserleichterungen**.

Der vom Bundestag beschlossene Gesetzentwurf zum neuen EnWG<sup>3</sup> und die hierauf basierende GasNZV<sup>4</sup> sehen – wie bereits erläutert – einen Vorrang für Biogas speziell beim Zugang zu örtlichen Verteilnet-

zen und beim Auswahlverfahren im Falle von Kapazitätsengpässen vor (siehe oben, 7.2.2.2).

An dieser Stelle kann und soll es nicht darum gehen, eine Diskussion über die Angemessenheit von Vorrangregelungen im Allgemeinen oder von bestimmten Verbesserungen der Rechtslage zu führen. Auch kann es nicht darum gehen, aus juristischer Sicht zu untersuchen, welches Modell im Einzelnen welchen rechtlichen Risiken oder Problemen gegenübersteht. Die vorliegende Ausarbeitung ist nicht auf eine detaillierte Auseinandersetzung mit einzelnen Vorschlägen für Vorrangregelungen und Privilegierungen hin angelegt. Was in der vorliegenden Ausarbeitung jedoch geleistet werden kann, ist, anhand der übergeordneten Rechtsvorschriften überblicksartig zu prüfen, ob das übergeordnete Recht für derartige Initiativen überhaupt Spielräume bereithält.

### 7.3.2 Vereinbarkeit mit den Vorgaben des EG-Rechts

Vorrangregelungen und sonstige rechtliche Verbesserungen/Erleichterungen für die Biogaseinspeisung sind europarechtlich einerseits im Hinblick auf ihre Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des Vertrags über die Gründung der Europäischen Gemeinschaften (EGV) zu untersuchen, andererseits auf ihre Übereinstimmung mit den Vorgaben der einschlägigen Gasrichtlinie (2003/55/EG).

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat in seiner 2001 ergangenen Entscheidung zum deutschen Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) mit recht wenigen Worten klar entschieden, dass das dort verankerte (mittlerweile im EEG weiter entwickelte) Konzept der Abnahme- und Vergütungspflicht mit den Vorgaben des europäischen Rechts vereinbar war.<sup>5</sup> In der Entscheidung ging es zwar – was in der Öffentlichkeit mehr oder weniger ausschließlich wahrgenommen wurde – wesentlich um die Frage, ob das Modell einer Abnahme- und Vergütungspflicht eine (ggf. unzulässige) staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 87 Abs. 1 EGV darstellt. Das verneinte der EuGH. Das Gericht befasste sich aber zudem auch mit den weiteren Frage, ob sich die darin zum Ausdruck kommenden Vorrangregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien mit den Anforderungen aus der Warenver-

1. Fachverband Biogas e.V.: Entwurf eines Gaseinspeisegesetzes (GEG), Freising 2001.  
 2. Derartige Anforderungssysteme sollen beispielsweise in der Schweiz sowie in Schweden und Dänemark bestehen; so Schulz (Bremer Energieinstitut), Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten (Aktualisierung 2004), S. 19 mit weiteren Nachweisen.  
 3. Vgl. § 24 Nr. 3a EnWG-E in der Fassung der BT-Drs. 15/5268, S. 39.  
 4. Vgl. § 8 Abs. 1 und § 10 Abs. 4 GasNZV-E in der Fassung der BR-Drs. 246/05, S. 9 und 11.  
 5. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242.



kehrsfreiheit (Art. 28 EGV) und den konkreten Bestimmungen der (damaligen) Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie verträglich. Diese Frage bejaht das Gericht im Ergebnis.

Die EuGH-Entscheidung zum StrEG gibt für den hier betrachteten Zusammenhang hinsichtlich der drei maßgebenden gemeinschaftsrechtlichen Prüfkomplexe wichtige Hinweise:

- Im Hinblick auf den in Art. 87 Abs. 1 verwandten Begriff der **staatlichen oder aus staatlichen Mitteln gewährten Beihilfe** knüpfte der EuGH an einige seiner früheren Entscheidungen an und hob hervor, dass eine vom Staat ausgesprochene Begünstigung nur dann unter den Begriff der Beihilfe falle, wenn sie unter Verwendung von Mitteln aus einem öffentlichen Haushalt finanziert werde.<sup>1</sup> Das war bei dem betrachteten Modell des deutschen Strom-einspeisungsgesetzes nicht der Fall, weil das System auf einer rein privat (durch die Netzbetreiber) zu finanzierenden Vergütung basiert. Folglich werden auch Vorrangregelungen für die Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz nicht mit den beihilfe-rechtlichen Vorgaben des EGV kollidieren können.
- Abnahme- und Vergütungsbestimmungen (oder auch andere Arten von Regelungen, die auf eine Vorrang- oder Besserstellung von bestimmten Produkten hinauslaufen), sind nach ständiger Rechtsprechung des EuGH grundsätzlich als Beeinträchtigung der gemäß Art. 28 EGV geschützten **Warenverkehrsfreiheit** zu betrachten, weil sie die Absatzchancen für andere Produkte aus dem EG-Ausland verschlechtern.<sup>2</sup> Allerdings hat der EuGH verschiedentlich zum Ausdruck gebracht, dass ein Verstoß nicht vorliegt, wenn mit der betreffenden Maßnahme vom Gemeinschaftsrecht anerkannte „zwingende Erfordernisse des Gemeinwohls“ verfolgt werden und die Maßnahme den Binnenmarkt insoweit nicht mehr als erforderlich einschränkt.<sup>3</sup> Das Urteil zum StrEG dürfte im Lichte dieser Rechtsprechung so zu verstehen sein, dass zu den insoweit anzuerkennenden Zielen auch die Förderung der Entwicklung erneuerbarer Energien zum Zwecke des Klimaschutzes gehört.<sup>4</sup> In diesem Zusammenhang weist der EuGH in der

StrEG-Entscheidung zusätzlich darauf hin, dass ein freier Elektrizitätsbinnenmarkt noch nicht bestehe, sondern mit Hilfe der **Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie** erst geschaffen werden solle,<sup>5</sup> und dass die betreffende Richtlinie den Mitgliedstaaten ausdrücklich einräume, Vorrangregelungen für erneuerbare Energien zu schaffen.<sup>6</sup>

Vor dem Hintergrund dieser Maßstäbe dürfte kein ernstlicher Zweifel daran bestehen, dass sich Vorrangregelungen (einschließlich Abnahme- und Vergütungsmodellen) oder sonstige gezielte Verbesserungen der Rahmbedingungen für die Biogaseinspeisung grundsätzlich durchaus mit den Vorgaben des EGV zum Beihilfeverbot und zur Warenverkehrsfreiheit vertragen können. Auf der Ebene der Erwägung bestimmter konkreter Instrumente sowie der Diskussion von Einzelheiten ihrer Ausgestaltung wäre gegebenenfalls eine vertiefte Prüfung vorzunehmen, die an dieser Stelle nicht erfolgen kann. Die Entscheidung zum StrEG gibt hierfür nicht mehr – aber auch nicht weniger – als eine grobe Orientierung vor.

Mit seiner (ihrer Art nach allerdings eher kryptischen) Einlassung zu den Bestimmungen der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie weist der EuGH in der StrEG-Entscheidung auf die im hier behandelten Kontext (wohl) entscheidendere Ebene hin: auf die Frage, ob die jeweils vorgesehene Regelung mit den Bestimmungen der (aktuellen) **Gasrichtlinie 2003/55/EG** zu vereinbaren ist.

Ausgangspunkt der Betrachtung ist insofern die oben (unter 7.2.2.2) zitierte Bestimmung des **Art. 1 Abs. 2 der Gasrichtlinie**. Aus dieser ergibt sich, dass Biogas unter den dort genannten Voraussetzungen in Bezug auf den Marktzugang **gleichwertig** zu behandeln ist. Von einem Vorrang, von der Möglichkeit nationaler Vorrangregelungen oder der Eröffnung von Spielräumen für gezielte Fördermaßnahmen ist weder in diesem Zusammenhang noch sonst in der Richtlinie oder an anderer Stelle des sekundären Gemeinschaftsrechts<sup>7</sup> zu lesen.

Die Gasrichtlinie setzt sich in diesem Punkt deutlich sowohl von der früheren<sup>8</sup> als auch von der jetzigen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (2003/54/EG) ab. Die parallel zur neuen Gasrichtlinie diskutierte

1. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242 (Rn. 58-60).

2. Vgl. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242 (Rn. 69 f.) m.w.N.; grundlegend EuGH, Rs. 8/74 (Dassonville), Slg. 1974, S. 837 (Rn. 5).

3. Grundlegend EuGH, Rs. 120/78 (Cassis de Dijon), Slg. 1980, S. 2071, Rdnr. 3.

4. Vgl. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242 (Rn. 73 f.).

5. Vgl. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242 (Rn. 78).

6. Vgl. EuGH, Rs. C-379/98 (Preußenelektra), EuZW 2001, S. 242 (Rn. 77).

7. Insbesondere kann hierfür nicht auf die Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (ABl. EG Nr. L 123, S. 42) verwiesen werden, da sich diese nur auf den Verkehrssektor erstreckt.

8. Richtlinie 96/62/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 27, S. 20.

und verabschiedete **Richtlinie 2003/54/EG** enthält mehrere Bestimmungen, in denen den Mitgliedstaaten ausdrücklich die **Sonderbehandlung** von erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt **gestattet** wird. So ist es ihnen insbesondere gemäß Art. 11 Abs. 3 bzw. 14 Abs. 4 der Richtlinie 2003/54/EG erlaubt, dem Betreiber eines Übertragungs- bzw. Verteilernetzes zur Auflage zu machen, „dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten“. Vergleichbare Vorschriften finden sich in der Gasrichtlinie nicht.

Das Fehlen einer ausdrücklichen Vorrangklausel für erneuerbare Energien in der Gasrichtlinie erscheint vor allem deshalb nicht unproblematisch, weil Vorrangbestimmungen oder sonstige (über den Abbau von Benachteiligungen hinausgehende) gezielte Vergünstigungen für Biogas spiegelbildlich stets mit entsprechenden Nachteilen für die Anbieter konventionellen Gases verbunden sind. Solcherart Bestimmungen stehen folglich notwendigerweise im Zielkonflikt mit den hinter der Richtlinie stehenden Intentionen der Schaffung eines liberalisierten Gasmarkts.

Auf den ersten Blick erscheint die Rechtslage bei einem **Vergleich der beiden Richtlinien** hinsichtlich entsprechender Initiativen Gasbereich also eher ungünstig. Zu bedenken ist insoweit jedoch, dass es wegen der Vorgeschichte des Streits um das deutsche StrEG und EEG sowie die von einigen anderen Staaten entwickelten Modelle ähnlicher Art einen besonderen Anlass dazu gab, in der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie ausdrückliche Regelungen hierüber zu verankern. Das Fehlen einer Parallele in der Gasrichtlinie lässt deshalb nicht darauf schließen, dass der Gemeinschaftsgesetzgeber sich bewusst gegen die Schaffung entsprechender Möglichkeiten im Gasbereich habe entscheiden wollen – zumal zu diesem Zeitpunkt in keinem der Mitgliedstaaten an Vorrangmodellen für Biogas gearbeitet wurde.

Bedeutsamer ist von daher die Frage, ob die **allgemeinen Bestimmungen** in der Gasrichtlinie Raum für privilegierte Regelungen zugunsten von Biogas lassen. Insofern ist auf **Art. 3 Abs. 2 der Gasrichtlinie** abzuheben. Danach ist es den Mitgliedstaaten unter bestimmten Voraussetzungen gestattet, den Versor-

gungsunternehmen **gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen** aufzuerlegen.<sup>1</sup> Die Art der Instrumente zur Auferlegung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen wird dort nicht näher festgelegt, so dass das denkbare Instrumentenspektrum durch die Vorschrift keine spezifische Einschränkung erfährt. Ihrer Art nach kommen daher durchaus auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen in Gestalt von Vorrangregelungen oder Abnahme- und Vergütungspflichten in Betracht.<sup>2</sup> Entscheidend ist also, ob solche nationalen Maßnahmen inhaltlich von der Vorschrift gedeckt würden.

Die maßgebende Vorschrift des Art. 3 Abs. 2 RL 2003/55/EG hat folgenden, insofern mit der Parallelnorm des Art. 3 Abs. 2 der RL 2003/54/EG weitgehend identischen Wortlaut:

„Die Mitgliedstaaten können unter (...) den im Gassektor tätigen Unternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz und Klimaschutz, beziehen können. Solche Verpflichtungen müssen klar festgelegt, transparent, nichtdiskriminierend und überprüfbar sein und den gleichberechtigten Zugang von Erdgasunternehmen in der Europäischen Union zu den nationalen Verbrauchern sicherstellen (...).“

Sofern die im Einzelfall betrachtete privilegierende Regelung für Biogas durch Erwägungen des **Klimaschutzes** getragen sein sollte (was in der Regel so sein dürfte, allerdings keineswegs immer der Fall sein muss), lässt sie sich daher grundsätzlich auf den Wortlaut der Vorschrift stützen.<sup>3</sup> Fraglich ist nur, ob die mit der Maßnahme intendierte privilegierte Stellung von Biogas am Markt angesichts ihrer andere Anbieter relativ benachteiligenden Wirkungen noch als „nichtdiskriminierend“ im Sinne der Bestimmung angesehen werden kann.

Obgleich das Kriterium **„nichtdiskriminierend“** sowohl in der Gasrichtlinie als auch in der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie an einer Vielzahl von Stellen benutzt wird (wie großenteils bereits in den Vorgängerrichtlinien auch), fehlt es in den Richtlinien an definitorischen Erläuterungen. Seinem schlichten Wortgehalt nach könnte der Begriff durchaus in einem weiten Sinne verstanden werden, so dass Benachteiligung

1. Vgl. zum Ganzen Neveling, in: Danner/ Theobald: Energiewirtschaftsrecht, Kommentierung Europäisches Energierecht Rdnr. 434 ff. sowie (für die RL 2003/54/EG) Rdnr. 243 ff.

2. Ausdrücklich in diesem Sinne Schneider, in: Schneider/ Theobald: Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft (2003), § 2 Rdnr. 78 Fn. 8.

3. Vgl. Schneider, in: Schneider/ Theobald: Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft (2003), § 2 Rdnr. 44 und 78 m.w.N.



gungen jedweder Art gegenüber Dritten ausgeschlossen wären.

Mit einer derart weiten Auslegung des Diskriminierungsbegriffes würde aber der Sinn der in den Richtlinien immer wiederkehrenden Forderung nach Diskriminierungsfreiheit überspannt. Wie sich aus dem Kontext der beiden Richtlinien und ihrer Vorgängervorschriften ergibt, werden die Begriffe „Diskriminierung“ bzw. „Nichtdiskriminierung“ dort übergreifend in einen spezifischen Bedeutungszusammenhang gestellt: Sie bringen zum Ausdruck, dass Regelungen nicht dazu geschaffen oder gebraucht werden können sollen, Dritten den Zugang zu historisch angestammten Versorgungsgebieten zu verwehren oder zu erschweren.<sup>1</sup> In diesem Verständnis betrachtet die EU-Kommission die „Nichtdiskriminierung“ als „oberstes Ziel“ der Binnenmarktliberalisierung.<sup>2</sup> Der Terminus der „Nichtdiskriminierung“ steht aus diesem Zusammenhang heraus für das Leitbild und Ziel der Richtlinien, die Voraussetzungen für einen von **Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Unternehmen** freien Markt zu schaffen. Dieser Herleitungszusammenhang erklärt, dass der Begriff an so zahlreichen Stellen immer wieder auftaucht – vor allem auch dort, wo es um Vorgaben der Unternehmen selbst geht. Ganz in diesem Sinne verwendet auch die EU-Kommission den Begriff in ihrem den heutigen Richtlinien zugrunde liegenden ursprünglichen Richtlinienvorschlag.<sup>3</sup> Ausdrücklich hebt sie dort darauf ab, dass es darum geht sicherzustellen, dass neue Marktteilnehmer **Zugang zu den jeweiligen Märkten** erhalten.<sup>4</sup>

Auf Grundlage eines so verstandenen, spezifisch wettbewerbsbezogenen Begriffes der „Diskriminierung“ bzw. der „Nichtdiskriminierung“ wird man gemeinwirtschaftliche Maßnahmen, mit denen zum Zwecke des Klimaschutzes Privilegierungen für die Einspeisung von Biogas geschaffen werden, nicht als „diskriminierend“ ansehen können, sofern ihnen nicht ein spezifischer Einschlag zulasten der Markttöffnung im Allgemeinen oder zu Lasten der Zugangsmöglichkeiten von neuen Marktteilnehmern (d. h. von in dem betreffenden Anschlussgebiet bisher nicht tätigen Unternehmen) im Besonderen zueigen ist. Aus dem Sinn- und Begründungszusammenhang der Richtlinien heraus spricht nach hiesiger Ansicht ganz

Überwiegendes dafür, dass der Regelung in Art. 3 Abs. 2 der Gasrichtlinie ein in diesem Sinne enger Diskriminierungsbegriff zugrunde liegt.

Vor diesem Hintergrund dürften der Schaffung privilegierender Regelungen für die Biogaseinspeisung keine grundsätzlichen Hindernisse aus dem europäischen Gemeinschaftsrecht entgegenstehen. Unter dem Vorbehalt gegebenenfalls näherer Prüfung für bestimmte konkrete Instrumente und Ausgestaltungsoptionen wird daher an dieser Stelle aus gemeinschaftsrechtlicher Sicht eine positive Gesamtschätzung zu solchen Möglichkeiten vertreten.

### 7.3.3 Vereinbarkeit mit den verfassungsrechtlichen Anforderungen

Mit den verschiedenen in Betracht kommenden privilegierenden Regelungen für die Biogaseinspeisung gehen mehr oder weniger starke Einschränkungen der Freiheiten auf Seiten der gegebenenfalls unmittelbar verpflichteten Netzbetreiber sowie der auf dem Gasmarkt konkurrierenden Gasanbieter einher. Ungeachtet etwaiger Spezifika kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass die Regelungen damit verfassungsrechtlich als Beeinträchtigungen der von **Art. 12 Abs. 1 GG** geschützten Freiheit der **Berufsausübung** zu betrachten sind. Das gilt auch für die schlichte Beeinflussung des Wettbewerbs, weil durch die Regelungen direkt das Verhalten der Unternehmen im Wettbewerb angesprochen wird.<sup>5</sup>

Nach der gefestigten Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts reichen bei Regelungen, welche die Berufsausübung betreffen, grundsätzlich alle Arten von vernünftigen Erwägungen des Gemeinwohls zu ihrer Rechtfertigung aus.<sup>6</sup> Dabei hat der Gesetzgeber einen weiten Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum.<sup>7</sup> Die mit den hier erwogenen Regelungen verfolgten **klima- und ressourcenpolitischen Ziele** sind grundsätzlich unproblematisch als vernünftige Gemeinwohlerwägungen anzusehen. Sie tragen dem Staatsziel des Art. 20a GG Rechnung und sind deshalb verfassungsrechtlich sogar als besonders bedeutsam zu erachten. In diesem Sinne hat auch der BGH die Bedeutung des Art. 20a GG zur Legitimation der

1. Vgl. etwa auch de Wyl/ Müller-Kichenbauer, in: Schneider/ Theobald: Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rdnr. 57; ferner Schneider, in: Schneider/ Theobald: Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, § 2 Rdnr. 76.

2. EU-Kommission, Drs. KOM(2001) 125 endg., S. 6

3. Vgl. EU-Kommission, Drs. KOM(2001) 125 endg., S. 6 f., 12, 16, 35, 38, 39, 41.

4. EU-Kommission, Drs. KOM(2001) 125 endg., S. 4.

5. Vgl. zum Ganzen BVerfGE S. 32, S. 311, 317; BVerfGE S. 86, 28, 37.

6. VerfGE 70, S. 1, 28; BVerfGE 95, S. 173, 183.

7. VerfGE 81, S. 156, 186; zum Ganzen Tettinger in: Sachs, GG, Art. 12 Rdnr. 101 f.

Vergütungspflichten im StrEG 1998 und im EEG 2000 in Bezug auf Art. 12 Abs. 1 GG hervorgehoben.<sup>1</sup>

Aus der Legitimität der gesetzlichen Ziele allein kann allerdings noch nicht darauf geschlossen werden, dass die Modelle auch insgesamt mit Art. 12 Abs. 1 GG vereinbar sind. Im zweiten Schritt bedarf es noch einer differenzierten Prüfung anhand der Anforderungen des **Verhältnismäßigkeitsprinzips**.<sup>2</sup> Insofern kommt es zumeist wesentlich auf die konkrete Ausgestaltung an, über die hier keine Aussagen getroffen werden können. Grundsätzlich dürften gegen die in Betracht gezogenen privilegierenden Regelungen jedenfalls so konzipiert und ausgestaltet werden können, dass Kollisionen mit den Anforderungen aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip vermeidbar sind.

Für das am weitesten gehende Mittel der Statuierung einer Abnahme- und Vergütungspflicht sei auf den Parallelfall der Abnahme- und Vergütungssystems aus dem StrEG und dem EEG verwiesen. Der Bundesgerichtshof hat beide Modelle in einer im Jahr 2003 gefällten Grundsatzentscheidung für verhältnismäßig (und damit im Ergebnis für verfassungsrechtlich zulässig) erklärt. Für die Beurteilung stellte er dabei – unter Rückgriff auf eine Argumentationsfigur des BVerfG<sup>3</sup> – tragend unter anderem darauf ab, dass die in Pflicht genommenen örtlichen Netzbetreiber in einer **besonderen Verantwortungsbeziehung** zur Lösung der gesetzlichen Aufgabe stünden.<sup>4</sup> Diese ergebe sich aus der historisch gewachsenen Monopolstellung der Netzbetreiber. Auch nach der Aufhebung der Gebietsmonopole durch das EnWG 1998 fungierten die verpflichteten Netzbetreiber als **notwendiges Bindeglied** zwischen EE-Stromerzeugern und Verbrauchern, weil sie den Stromerzeugern erst ermöglichten, ihren Strom zu vermarkten.<sup>5</sup> Auf dem Gasmarkt stellt sich die vorgefundene Situation sowohl historisch als auch strukturell vergleichbar dar. Von daher spricht sehr viel dafür, die Argumentationskette des BGH insofern auch auf ein dem EEG entlehntes Modell der Abnahme- und Vergütungspflicht für Biogas im Erdgasnetz fruchtbar machen zu können.

Im Übrigen ist hinsichtlich der Belastung der Netzbetreiber bei Vorrang- oder Abnahme-/Vergütungsregelungen, aber auch bei andersartigen auf sie zukom-

menden Zusatzbelastungen anzumerken, dass es im Rahmen eines abgerundet ausgestalteten Systems möglich (und ggf. auch erforderlich) wäre, ihnen die Möglichkeit der Überwälzung auf ihre Vertragspartner zu geben.

Hingewiesen sei an dieser Stelle schließlich darauf, dass speziell gegen die Einführung von an das Vorbild des EEG angelehnten Abnahme- und Vergütungsmodellen auch unter **finanzverfassungsrechtlichen** Gesichtspunkten keine Bedenken bestehen. Derartige Modelle können mit den Anforderungen des Finanzverfassungsrechts von vornherein nicht in Konflikt geraten, weil es sich bei ihnen nicht um „öffentliche Abgaben“ handelt. Eine „öffentliche Abgabe“ kann nach Auffassung des Bundesverfassungsgerichts nur vorliegen, wenn durch die Geldleistungspflicht eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand erreicht wird.<sup>6</sup> Der BGH kommt deshalb für die entsprechenden Regelungen im (früheren) StrEG sowie im EEG zu dem Ergebnis, dass das dort nicht der Fall sei.<sup>7</sup>

Grundlegende Hindernisse sind für privilegierte Bestimmungen zugunsten der Biogaseinspeisung mithin auch auf der Ebene des Verfassungsrechts nicht erkennbar.

## 7.4 Rechtsfragen im Zusammenhang mit dem novellierten EEG

### 7.4.1 Überblick und Fragenkreise

Mit der Neufassung des EEG vom 21. Juli 2004<sup>8</sup> (im Folgenden: EEG) hat der Gesetzgeber erstmals eine Regelung geschaffen, welche einen ökonomischen Anreiz zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz setzt. In den Vergütungsbestimmungen des Gesetzes findet Biogas nunmehr nicht mehr nur dann Berücksichtigung, wenn es direkt zur Stromerzeugung verwendet wird. Die Zahlung der EEG-Vergütung für Biomassestrom kann vielmehr auch beansprucht werden, soweit aus einem Gasnetz Gas entnommen wird, das in seinem Wärmeäquivalent an anderer Stelle in das Gasnetz eingespistem Gas aus

1. BGH ZUR 2003, S. 411, 412.

2. Zusammenfassend zu den Einzelkriterien der Verhältnismäßigkeit BVerfGE 67, S. 157, 173 ff.

3. Vgl. BVerfGE 75, S. 108, 159; BVerfGE 77, S. 308, 337; BVerfGE 81, S. 156, 197; BVerfGE 85, S. 226, 236 f.

4. BGH ZUR 2003, S. 411, 412.

5. Vgl. BGH ZUR 2003, S. 411, 412.

6. Auf diesen Gesichtspunkt hob das BVerfG ausdrücklich in seinem Kammerbeschluss vom 09.01.1996 ab, in dem es die Vorlage des LG Karlsruhe zur Verfassungsmäßigkeit des StrEG als unzulässig zurückwies (NJW 1997, S. 573).

7. Vgl. BGH ZUR 2003, S. 411, 413 sowie 414; ferner schon BGHZ 134, S. 1, 27 ff.

8. BGBl. I S. 1918.



Biomasse entspricht (vgl. § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG). Im Folgenden soll hierfür der Begriff „**Gasäquivalentnutzung**“ verwendet werden. Entsprechendes ist für den Bereich der Klär- und Deponiegase vorgesehen (vgl. § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG).

Möglicherweise kommt auf Grundlage weiterer Vorschriften in § 8 EEG zusätzlich die Inanspruchnahme von Bonusregelungen in Betracht. So sieht insbesondere § 8 Abs. 4 des Gesetzes einen so genannten **Technologiebonus** vor. Durch diesen kann sich die an sich vorgesehene Regelvergütung um 2 ct/kWh unter anderem dann erhöhen, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas „auf Erdgasqualität aufgearbeitet worden ist“ (vgl. § 8 Abs. 4 Satz 1 EEG). Noch höher kann die Vergütung liegen, wenn sich der Fall so darstellt, dass zugleich noch einer weiterer Bonus nach Maßgabe von § 8 Abs. 2 (sog. **NaWaRo-Gülle-Bonus**, bis zu 6 ct/kWh) und/oder § 8 Abs. 3 EEG (sog. **KWK-Bonus**, 2 ct/kWh) beansprucht werden kann.

Die beiden für den hier erörterten Zusammenhang zentralen Vorschriften des § 8 Abs. 1 und 4 EEG haben folgenden Wortlaut (durch den Verfasser gekürzt):

„(1) Für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 20 Megawatt gewonnen wird, die ausschließlich Biomasse im Sinne der nach Absatz 7 erlassenen Rechtsverordnung einsetzen, beträgt die Vergütung (...). Abweichend von Satz 1 beträgt die Vergütung (...). Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht.“

„(4) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils weitere 2,0 ct pro Kilowattstunde, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt, das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder der Strom mittels (...) gewonnen wird. (...)“

Im vorliegenden Kontext ergeben sich aus den Neuregelungen im EEG folgende Fragen bzw. Fragenkreise:

#### 1. Beschaffenheitsanforderungen des „Gases aus Biomasse“:

- Welcher Beschaffenheit muss das in § 8 Abs. 1 Satz 3 genannte „Gas aus Biomasse“ sein?
- Ist damit jegliches Biogas im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV) umfasst oder ist der im

Gesetz verwendete Begriff insofern enger zu verstehen?

- Erfasst die Vorschrift andererseits noch weitere Gase als Biogase im Sinne der BiomasseV?

#### 2. Das maßgebende „Gasnetz“:

- Was ist das gemäß § 8 Abs. 1 Satz 3 für die Äquivalentnutzung maßgebende Gasnetz? Ist damit eine Ein- und Ausspeisung im selben Versorgungs- oder Fernleitungsnetz erforderlich oder kommt eine Ein- und Ausspeisung praktisch an beliebiger Stelle in Deutschland in Frage?

#### 3. „Technologiebonus“ und „KWK-Bonus“:

- Kann der Bonus des § 8 Abs. 4 Satz 1 auch beansprucht werden für Fälle der Gasäquivalentnutzung im Sinne von § 8 Abs. 1 Satz 3?
- Was ist mit dem in § 8 Abs. 4 Satz 1 EEG verwendeten Terminus „Erdgasqualität“ gemeint?
- Ist die Vorschrift des Weiteren dahin zu verstehen, dass der Technologiebonus bei Gasäquivalentnutzung nur in Betracht kommt, wenn (bzw. soweit) die Stromerzeugungsanlage im KWK-Modus betrieben wird? Kommt es dabei dann zur Kumulation mit dem KWK-Bonus des § 8 Abs. 3 EEG?

#### 4. „NaWaRo-Gülle-Bonus“:

- Kommt für „Gasäquivalentanlagen“ auch eine (ggf. kumulative) Anwendung des in § 8 Abs. 2 EEG vorgesehenen sog. NaWaRo-Gülle-Bonus' in Betracht?

#### 5. Umstellung bestehender Stromerzeugungsanlagen:

- Kann die Äquivalenzregelung auch für zuvor bereits fossil betriebene Stromerzeugungsanlagen (etwa konventionelle Gaskraftwerke) angewandt werden, wenn die Anlage auf die Nutzung von Äquivalenzgas umgestellt wird?

#### 6. Ausschließlichkeitsprinzip:

- Dürfen für die Gewinnung von „Gas aus Biomasse“ auch energetisch wirksame Substanzen eingesetzt werden, die ihrerseits nicht als Biomasse im Sinne des EEG anerkannt sind?
- Dürfen andererseits in der betreffenden Stromerzeugungsanlage Vermischungen mit anderen Einsatzstoffen vorgenommen werden?

#### 7.4.2 Beschaffenheitsanforderungen für „Gas aus Biomasse“

An dem in § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG verwandten Begriff „Gas aus Biomasse“ fällt auf, dass dieser nicht identisch ist mit dem im Rahmen der Biomasseverordnung (BiomasseV)<sup>1</sup> gebrauchten Begriff „Biogas“. Da-

1. Biomasseverordnung (BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234).

mit entstehen zum einen Unsicherheiten, ob sämtliches Biogas im Sinne der Biomasseverordnung in die Regelung zur Gasäquivalentnutzung einbezogen ist. Zum anderen fragt sich, ob der Begriff nicht umgekehrt (zumindest teilweise) über den Bereich des Biogases im Sinne der BiomasseV hinausreicht.

Die **zweite Frage** lässt sich anhand der Gesetzesmaterialien relativ leicht mit „Ja“ beantworten. Während es nämlich in der betreffenden Bestimmung des ursprünglichen Gesetzentwurfes<sup>1</sup> „Biogas“ hieß, entschied sich der Gesetzgeber auf Änderungsanträge hin für die Verwendung des Begriffes „Gas aus Biomasse“. Er begründete dies ausdrücklich mit dem klarstellenden Satz: „Erfasst ist alles Gas aus Biomasse – etwa auch aus der Holzvergasung – und nicht nur Biogas, das lediglich bei Vergärungsprozessen anfällt“.<sup>2</sup> Der Gesetzgeber wollte also den ihm im ursprünglichen Vorschlag zu eng erschienenen Rahmen bewusst weiter aufspannen.

Damit erhellt sich umgekehrt auch die **erste Frage**. Der Gesetzgeber beabsichtigte mit der Änderung offenbar nicht, zugleich für den in der BiomasseV verwendeten Begriff „Biogas“ eine Einschränkung zu formulieren. Nach dem reinen Wortlaut hätte man auf eine solche Einschränkungsabsicht kommen können, weil die BiomasseV ihrerseits die Anerkennung als „Biogas“ nicht daran festmacht, ob es sich um ausschließlich aus Biomasse hergestelltes Gas handelt:

Die BiomasseV bestimmt in § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 5, dass als Biomasse auch „durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas“ anzuerkennen ist, „sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nr. 3, 7 und 9 oder mehr als 10 % Klärschlamm eingesetzt werden“. Ausgeschlossen ist die Anerkennung als Biogas danach (nur), wenn der Gärsubstanz gemischte Siedlungsabfälle (§ 3 Nr. 3 BiomasseV), Gewässerschlämme (Nr. 7) oder Stoffe zur Beseitigung in Tierkörperbeseitigungsanlagen (Nr. 9) zugefügt wurden. Toleriert wird im Übrigen die Mitvergärung von Klärschlämmen bis zu einem Anteil von 10 Prozent. Demnach gilt für den Anwendungsbereich der BiomasseV, dass grundsätzlich alle anaerob vergärbaren Stoffe zur Erzeugung von Biogas eingesetzt werden können, deren Ausschluss in der Vorschrift selbst nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Möglich ist danach sogar die (Mit-) Vergärung von Stoffen, deren Einsatz zur direkten Verstromung als Biomasse ausgeschlossen ist. Das gilt

etwa für Pappe, Papier und Karton (vgl. § 3 Nr. 5 BiomasseV), aber auch etwa für im Gärmaterial enthaltene Alkohole synthetischer Herkunft.<sup>3</sup>

Die Begründung des Gesetzgebers zum Wechsel des in Bezug genommenen Begriffes in § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG lässt indessen keinen Zweifel daran aufkommen, dass der Gesetzgeber nicht beabsichtigte, die im ursprünglichen Entwurf vorgesehene Anwendung der Gasäquivalentklausel auf sämtliches Biogas im Sinne der BiomasseV durch den Begriffswechsel einzuschränken. Es ging ihm vielmehr allein um eine Ausdehnung des Anwendungsbereiches. Von daher ist § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG aus hiesiger Sicht so zu verstehen, dass sich die Gasäquivalentklausel sowohl auf sämtliches Biogas im Sinne der BiomasseV als auch auf sonstige aus Biomasse hergestellte Gase erstreckt.

### 7.4.3 Das maßgebende „Gasnetz“

Nicht eindeutig ist, ob die Anerkennung als Gasäquivalentnutzung im Sinne von § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG voraussetzt, dass die jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte innerhalb **desselben örtlichen Netzes** liegen, oder ob es möglich ist, an einem **beliebigen Ort** innerhalb Deutschlands Gas zu entnehmen, dessen Biogasäquivalent an einem anderen Ort in Deutschland in (irgend-) ein Netz eingespeist worden ist.

Die Bestimmungen des Gesetzes hierzu sind nicht ganz eindeutig. Insbesondere kann auch die Begriffsbestimmung für „Netz“ in § 3 Abs. 6 EEG nicht herangezogen werden, weil diese sich nur auf Elektrizitätsnetze erstreckt.

Der Wortlaut des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG lässt beide Interpretationen zu:

- In der Bestimmung heißt es einerseits, dass aus **„einem Gasnetz“** entnommenes Gas als Biomasse gilt, soweit es im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle in **„das Gasnetz“** eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht. Während am Anfang der Formulierung von „einem“ Gasnetz gesprochen wird, heißt es im zweiten Teil des Satzes „das“ Gasnetz. Damit liegt es sprachlich nahe zu folgern, dass mit der Formel „das Gasnetz“ das am Anfang des Satzes bezeichnete „eine“ Gasnetz gemeint ist, also für Ein- und Ausspeisung stets dasselbe Gasnetz in Anspruch genommen werden muss.

1. Vgl. § 3 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfes der Fraktionen SPD und Bündnis 90/Die Grünen, BT-Drs. 15/2327, S. 3 sowie die zugehörige Begründung auf S. 21.  
 2. Siehe die bereinigte Fassung der nach Maßgabe der Beschlussvorlage geänderten Gesetzesbegründung in BT-Drs. 15/2864 (dort Anlage 4), S. 39.  
 3. Vgl. Klinski: Rechtliche Rahmenbedingungen und Probleme der Stromerzeugung aus Biomasse (Hg.: BMU), Berlin 2002, S. 11.



- Andererseits fällt auf, dass von einer äquivalenten Einspeisung „**an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes**“ die Rede ist. Mit dieser Einkleidung klingt die Formel insgesamt eher, als wolle der Gesetzgeber zum Ausdruck bringen, dass die Äquivalentnutzung an einem beliebigen Ort in Deutschland möglich sein soll, wenn die Einspeisung des Gases aus Biomasse nur irgendwo innerhalb des gesamten **nationalen Gasnetzes** erfolgt ist. Zwingend ist dieser Schluss allerdings nicht, weil es auch sein könnte, dass mit Hilfe der Einkleidung schlicht die grenzüberschreitende Einspeisung ausgeschlossen werden soll.

Für eine offene Auslegung der Gesetzesformel spricht aus dem Blickwinkel der **gesetzlichen Intentionen**, dass die Vorschrift bei einer Begrenzung auf örtliche Äquivalentnutzungen nur eine recht bescheidene Wirkung entfalten könnte. Denn in den für den Betrieb von Vergärungsanlagen typischen landwirtschaftlich geprägten Gebieten bestehen meist nur recht kleine örtliche Versorgungsnetze, so dass es eher selten vorkommen dürfte, innerhalb dieser Netze genügend Abnehmer zur Strom- und Wärmeproduktion aus Äquivalenzgas zu finden. Wie die Gesetzesbegründung erkennen lässt, steht hinter den Regelungen zur Anerkennung der Äquivalentnutzung in §§ 7 und 8 EEG insbesondere die Absicht, für die kombinierte Strom- und Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien einen wirksamen Anreiz zu bieten bzw. die Nutzungsmöglichkeiten zu verbessern.<sup>1</sup> Bei einer Begrenzung der Äquivalentnutzung auf die jeweiligen Ortsnetze würde dieser Anreiz weitgehend entfallen. In größerem Maßstab wirtschaftlich ausnutzbar sind die Regelungen zur Äquivalentnutzung nämlich nur, wenn die Strom- und Wärmeproduktion an denjenigen Orten erfolgen kann, wo sich auch eine verhältnismäßig große Wärmenachfrage ergibt. Für solche Gebiete ist die Herstellung von Biogas jedoch nicht typisch. Die hinter den Regelungen stehenden gesetzlichen Intentionen lassen sich folglich in energiewirtschaftlich bedeutendem Umfang nur erreichen, wenn man die Klausel zur Äquivalentnutzung als über die jeweiligen Ortsnetze hinaus anwendbar versteht.

Sinn und Zweck der Bestimmung legen es somit nahe, den Begriff „das Gasnetz“ in § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG als auf das gesamte deutsche Gasnetz, d. h. auf die **Gesamtheit der deutschen Gasnetzinfrastruktur** bezogen anzusehen.

Dem kann aus hiesiger Sicht nicht mit Überzeugung entgegen gehalten werden, dass die Bestimmungen des **Energiewirtschaftsgesetzes** ihrerseits keinen Anhaltspunkt dafür liefern, die Gesamtheit der deutschen Gasnetzinfrastruktur einheitlich als „das Gasnetz“ bezeichnen zu können. Zwar ist in der zum Zeitpunkt der Novellierung des EEG 2004 maßgebenden Fassung des EnWG<sup>2</sup> durchgängig von „**den Gasversorgungsnetzen**“ die Rede, wobei bezüglich der Abgrenzung zwischen den einzelnen Versorgungsnetzen maßgebend auf die Eigentümerschaft abgestellt wird (vgl. § 2 Abs. 3 sowie §§ 4a und 6a EnWG). Das EnWG unterlässt es jedoch, für die Gesamtheit der Netzinfrastruktur einen festen Begriff einzuführen. Mithin ergibt sich aus den Vorschriften des EnWG zwar keine Stütze für die oben entwickelte Auslegung. Die Begrifflichkeiten des EnWG verlangen aber andererseits auch nicht nach einer anderen Interpretation.

Die besonderen **technischen Begebenheiten** der Gasversorgung stehen ebenfalls nicht zwingend dagegen, die in Deutschland liegenden Gasnetze als ein (Gesamt-) „Netz“ zu betrachten. Zwar ist anzuerkennen, dass wegen der unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten und Druckverhältnisse in den verschiedenen örtlichen Netzen sowie wegen häufig fehlender Verknüpfungsstellen zwischen diesen ein physischer Weitertransport oft nicht ohne weiteres möglich ist. Auch ist richtig, dass ein mit den Verhältnissen im Strombereich vergleichbares Fern-Übertragungsnetz nicht existiert, sondern Fernleitungen vielmehr meist einseitig als Zuleitungen ausgelegt sind. Die Unterschiede zum Stromnetz erweisen sich bei näherem Hinsehen aber nicht als qualitativer Natur. Auch im Stromnetz existieren für einen Weitertransport des örtlich eingespeisten Stroms technische Hindernisse (dort in Gestalt unterschiedlicher Spannungsebenen), die durch geeignete Maßnahmen erst überwunden werden müssen. Wie ein Blick ins EnWG zeigt, schließt außerdem auch der Umstand, dass eine Anlage nur zur Lieferung in einer Richtung ausgelegt ist, keineswegs aus, diese selbst als Netz oder als Teil eines Netzes zu betrachten: § 2 Abs. 3 Satz 1 EnWG zählt ausdrücklich auch „Direktleitungen“ zu den Gasversorgungsnetzen.

Dass es der Sache nach wie rechtlich durchaus möglich ist, die nationale Gasnetzinfrastruktur in ihrer Gesamtheit trotz der weithin beschränkten technischen Möglichkeiten zum freien Gastransport in ver-

1. Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 38 (zu § 7 Abs. 1 EEG).

2. EnWG in der Fassung vom 29.04.1998 (BGBl. I S. 730), zuletzt geändert durch Gesetz vom 25.11.2003 (BGBl. I S. 2304).

schiedene Richtungen als ein Gesamtnetz zu betrachten, zeigt schließlich auch ein Blick in die **Erdgasrichtlinie 2003/55/EG**, die praktisch durchgängig von „dem Erdgasnetz“ (nicht von „den Erdgasnetzen“) spricht und in deren Art. 25 sogar explizit von dem jeweiligen „**nationalen Erdgasnetz**“ die Rede ist.

Als praktisches Problem kann sich bei alledem indessen erweisen, dass die Äquivalentnutzung außerhalb von identischen oder benachbarten Ortsnetzen außerordentlich **komplexe Vertragsbeziehungen** erfordern kann. Anders als etwa bei dem Bezug von „Grünem Strom“ lässt sich nämlich die Äquivalenzbeziehung nicht ohne weiteres durch mehr oder weniger einfache Vertragsregelungen zwischen Hersteller und Abnehmer des Produkts konstituieren. Vielmehr liegt es hier folgendermaßen:

- **Innerhalb desselben Gasversorgungsnetzes** sind die Vertragsbeziehungen relativ überschaubar. Der Biogashersteller kann hier selbst als Lieferant auftreten. Der Betreiber des Versorgungsnetzes vollbringt nur eine Transportleistung, die er sich über Netznutzungsentgelte vergüten lässt.<sup>1</sup> Der Stromhersteller bekommt seinerseits die EEG-Vergütung und leitet diese, durch Vertrag geregelt, im Rahmen des Entgelts für die Gaslieferung anteilig an den Hersteller des Biogases weiter.
- **Außerhalb desselben Versorgungsnetzes** ist eine Lieferung durch den Biogashersteller nach der hier vertretenen Auslegung des EEG zwar nicht ausgeschlossen, setzt aber voraus, dass das Gas zunächst über einen geeigneten Verknüpfungspunkt aus dem Einspeisernetz ausgespeist und anschließend durch alle weiteren für den Transport in Anspruch genommenen Netze über Ein- und Ausspeisepunkte weitergeleitet wird. Dabei muss die Nämlichkeit des Gases nicht gewährleistet sein, aber jedenfalls (überhaupt) ein physischer Gastransport „von Netz zu Netz“ erfolgen.<sup>2</sup> Insbesondere bei einer Äquivalenzgasnutzung in benachbarten Netzen, aber auch etwa bei der Einspeisung in Fernleitungen wird hiervon Gebrauch gemacht werden können. Die Vertragsbeziehungen gestalten sich hier ebenfalls nach dem oben beschriebenen Muster, weil der Biogashersteller (rechtlich) auch hier eine Lieferantenrolle einnehmen kann. Je mehr Netze verschiedener Betreiber jedoch in Anspruch genommen werden, desto größer wird der Transaktionsaufwand.

- Bei **größeren Entfernungen** zwischen den Orten der Biogas- und der Stromproduktion kann es demgegenüber häufiger vorkommen, dass es an den notwendigen technischen Verknüpfungsmöglichkeiten für den Gastransport fehlt. Zudem kann der Transaktionsaufwand zur Durchleitung durch verschiedene Entry-Exit-Zonen so groß sein, dass die Äquivalenzregelung wirtschaftlich weniger interessant wird. In derartigen Fällen kommt nur die Konstruktion einer indirekten Äquivalenzlösung in Betracht, bei der es überhaupt nicht zu einem physischen Gastransport zwischen den beiden Netzen kommt. In diesem Falle müsste sich für das Biogas zusätzlich ein dritter Kunde finden, der bereit ist, das Biogas abzunehmen und zumindest in etwa marktüblich (vergleichbar dem von ihm sonst bezogenen Erdgas) zu vergüten. Gelingt dies, so könnte sich der Biogashersteller von dem Äquivalenzgasnutzer den Differenzbetrag vergüten lassen. Zur Abnahme des Biogases wäre in diesem Falle aber niemand verpflichtet. Namentlich den Netzbetreiber trafe nach den gegenwärtigen und den künftig zu erwartenden Regelungen des Energiewirtschaftsrechts nicht die Pflicht, das Biogas abzunehmen, weil er von den rechtlichen Bestimmungen nur als Transporteur angesprochen wird, nicht als Abnehmer.<sup>3</sup>

Aus alledem ergibt sich, dass sich die Absicherung der Äquivalentnutzung über die Grenzen des jeweiligen örtlichen Versorgungsnetzes hinweg oder jedenfalls über den Bereich direkt benachbarter Versorgungsnetze hinaus als **praktisch schwierig** erweisen kann. Vor diesem Hintergrund dürfte mit einer zahlenmäßig großen Inanspruchnahme des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG über die Bereiche örtlicher oder benachbarter Gasversorgungsnetze hinaus vorerst nicht zu rechnen sein.

Auch dieser Umstand erscheint aber aus rechtlicher Sicht nicht geeignet, die oben gezogene Schlussfolgerung in Frage zu stellen, nach der davon auszugehen ist, dass das Gesetz für eine Gasäquivalentnutzung über die Grenzen der jeweiligen Versorgungsnetzbereiche hinaus grundsätzlich offen ist. § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG lässt insbesondere nicht erkennen, dass seine Anwendung an einen physischen Gastransport zwischen den betroffenen Netzen gebunden sein soll. Auch die oben als „indirekte Äquivalenzlösung“ bezeichnete Konstruktion, bei der es (überhaupt)

1. Siehe zur Transportfunktion des Netzes bereits oben, Kap. 7.2.2.2.

2. Entsprechend § 3 Abs. 5 des Referentenentwurfs des BMWA zur Gasnetzzugangsverordnung vom 18.10.2004; siehe auch oben, unter 7.2.2.2.

3. Das geplante „Entry-Exit-Modell“ basiert auf der Grundannahme, dass die Netzbetreiber buchbare Transportleistungen erbringen. Siehe zum Ganzen oben, unter 7.2.2.2.



nicht zu einem Austausch von Gasen zwischen den verschiedenen Netzen kommt, wird deshalb nach hieriger Auffassung durch die Vorschrift abgedeckt.

#### 7.4.4 „Technologiebonus“ und „KWK-Bonus“

In Bezug auf den in seinem Wortlaut etwas unübersichtlich geratenen § 8 Abs. 4 Satz 1 EEG zum „Technologiebonus“ sowie den in § 8 Abs. 3 EEG vorgesehenen „KWK-Bonus“ sind drei Aspekte zu klären: Erstens stellt sich die Frage, ob der Technologiebonus auch in Fällen der Gasäquivalentnutzung zur Anwendung kommen kann und welche Voraussetzungen dies gegebenenfalls mit sich bringt. Zweitens ist zu prüfen, ob hierbei zugleich auch der KWK-Bonus in Betracht kommen kann. Und drittens ist zu erörtern, was unter dem in § 8 Abs. 3 Satz 1 EEG angesprochenen Maßstab der „Erdgasqualität“ zu verstehen ist.

§ 8 Abs. 4 Satz 1 EEG geht in seiner Grundgestalt zurück auf den ursprünglichen Gesetzentwurf.<sup>1</sup> Allerdings erweiterte der Bundestag im Laufe der Gesetzesberatungen sowohl den Anwendungsbereich als auch die Höhe des Bonus'. Speziell die Einbeziehung der Fallvariante „Aufbereitung von Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität“ geht auf einen Änderungsantrag der Regierungsfractionen in den Ausschussberatungen zurück, der **bewusst** darauf zielte, hier einen Bonus für Fälle der **Äquivalentnutzung an anderer Stelle** zu schaffen. Zwar fand der Gedanke anders als im späteren § 7 Abs. 2 Satz 1 EEG für den Bereich der Klär- und Deponiegase keinen ausdrücklichen Niederschlag im endgültigen Gesetzestext. Doch griff der Bundestag den Gedanken in der Begründung des endgültigen Gesetzesbeschlusses explizit auf. Der Sinn der „Erdgasaufbereitungsklausel“ liegt danach gerade darin, die Nutzung an anderer Stelle wirtschaftlich interessant zu machen, um herkömmliches Gas in vorhandenen Anlagen zu ersetzen.<sup>2</sup> Von daher kann kein Zweifel bestehen, dass die schließlich Gesetz gewordene Formulierung als typischen Fall die Gasäquivalentnutzung vor Augen hat.

Die Begründung der Gesetzes-Beschlussfassung gibt auch Aufschluss darüber, dass die Formulierung „wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, **die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden**“ sehr bewusst gewählt ist. Sie soll einerseits zum Aus-

druck bringen, dass diese Bedingung zusätzlich zu den anderen Voraussetzungen erfüllt sein muss, andererseits verdeutlichen, dass die Anlage nicht ständig im KWK-Betrieb laufen muss, sondern eine zeitweilige Kraft-Wärme-Kopplung insoweit ausreicht.<sup>3</sup>

Im selben Kontext stellt die Begründung auch klar, dass der Technologiebonus des § 8 Abs. 4 EEG mit dem speziellen **KWK-Bonus** aus § 8 Abs. 3 des Gesetzes **kombiniert** werden kann, der Anspruch auf Letzteren aber voraussetzt, dass die Anlage ständig im KWK-Betrieb gefahren wird.<sup>4</sup>

Nur indirekt lässt sich demgegenüber aus den Gesetzesmaterialien schließlich gewisse Klarheit darüber gewinnen, was das Gesetz unter einer Aufbereitung auf „**Erdgasqualität**“ versteht. In Rechtsvorschriften wird der Begriff „Erdgas“ nicht verbindlich definiert, schon gar nicht nach bestimmten einheitlichen „Qualitäts“-Merkmale. Erdgas kann, wie sich insbesondere aus Arbeitsblatt G 260 der DVGW ergibt, durchaus unterschiedliche Beschaffenheiten aufweisen. Insbesondere wird zwischen den L- und H-Gasen unterschieden.<sup>5</sup> Je nach Netzgebiet ist für Biogas daher eine spezifische Aufbereitung für die Verwendung als Austauschgas erforderlich, woraus sich auch ein miteinander wirtschaftlich erheblich voneinander abweichender Aufbereitungsaufwand ergeben kann. Mithin kann nicht von einer einheitlichen „Erdgasqualität“ ausgegangen werden.

Unter anwendungspraktischen Gesichtspunkten kann der Gesetzgeber einen im engeren Sinne einheitlichen Qualitätsstandard für Erdgas aber letztlich auch nicht im Blick gehabt haben. Denn wenn es der Vorschrift darum gehen soll, einen Anreiz zur Äquivalentnutzung von Biogas an anderer Stelle zu setzen, dann ergibt es keinen Sinn, einen von den jeweiligen Übertragungsbedingungen im Netz – sei es in die eine oder andere Richtung – abweichenden Maßstab anzulegen. Gemeint sein kann in diesem Zusammenhang folglich nichts anderes als die Einhaltung der **Mindestanforderungen an die Verwendung als Austauschgas für Erdgase am jeweiligen Einspeisepunkt** (siehe dazu auch die im Anhang zu dieser Ausarbeitung abgedruckten Kenndaten der Beschaffenheitsanforderungen aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260).<sup>6</sup>

1. Vgl. BT-Drs. 15/2327, S. 5.

2. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 41.

3. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 40.

4. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 40.

5. Siehe DVGW-Arbeitsblatt G 260, Nr. 2.4 (S. 10) i.V.m. Tabelle 3 (S.16).

6. Siehe dazu bereits oben, unter 2.1.2.

### 7.4.5 „NaWaRo-Gülle-Bonus“

Weniger eindeutig lässt sich die Frage beantworten, ob für Gasäquivalenzanlagen auch eine Inanspruchnahme des in § 8 Abs. 2 EEG festgelegten (mit einer Höhe von bis zu 6 ct/kWh besonders interessanten) speziellen Bonus' für den ausschließlichen Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (sog. NaWaRos) oder Gülle in Betracht kommt. Die insoweit in Betracht kommenden Einsatzstoffe werden in § 8 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 a) bis c) EEG abschließend im Einzelnen aufgelistet.

Der Sache nach erscheint eine Anwendung auf die Gasäquivalentnutzung grundsätzlich möglich. Allerdings legen die Formulierungen der Vorschrift selbst die Anwendbarkeit keineswegs nahe, wenn dort darauf abgestellt wird, ob bzw. dass „**der Strom**“ aus bestimmten Arten von Biomasse hergestellt wird. Denn gemäß § 8 Abs. 1 Satz 3 des Gesetzes gilt zwar im Äquivalent anderenorts hergestelltes Gas aus Biomasse „**als Biomasse**“ im Sinne von Absatz 1 Satz 1 der Vorschrift. Damit ist aber nicht zugleich zum Ausdruck gebracht, dass das zur Stromerzeugung im Einzelfall eingesetzte Gas als exakt aus den Einsatzstoffen gewonnen gilt, aus denen das an der Korrespondenzstelle erzeugte Gas aus Biomasse gewonnen worden ist. Nach dem Wortlaut der Bestimmung über den NaWaRo-Gülle-Bonus kommt es aber genau darauf – nämlich auf die eingesetzten Einzelstoffe – an.

Da es sich bei Absatz 1 Satz 3 der Vorschrift regelungstechnisch um eine „gesetzliche Fiktion“ handelt (d. h. um ein gesetzliches „So-tun-als-ob“) und nicht um eine ohnehin auf der Hand liegende rechtliche Konsequenz, hätte der Gesetzgeber an sich, um insofern Klarheit zu schaffen, einen ausdrücklichen „Link“ konstruieren müssen, etwa indem er Absatz 1 Satz 3 im Rahmen des Absatzes 2 für entsprechend anwendbar erklärte. Ohne eine solche Verknüpfung bleibt streitbar, ob der NaWaRo-Gülle-Bonus auch bei

Gasäquivalentnutzungen zur Anwendung gebracht werden kann.

Auf der anderen Seite kann allerdings nicht verborgen bleiben, dass eine Ausklammerung des NaWaRo-Gülle-Bonus von der Anwendung bei Gasäquivalentnutzungen mit dem **Gesamtkonzept** des § 8 EEG sowie insbesondere mit den **gesetzlichen Intentionen** im Hinblick auf Absatz 2 der Vorschrift nicht im Einklang stehen würde. Die spezielle Bestimmung des Absatzes 2 dient dazu, bestimmte Unzulänglichkeiten der Anreizwirkung der Regelvergütung zu beseitigen. Eine genügende Anreizwirkung vermisst der Gesetzgeber, wie aus den von der Vorschrift angewandten Kriterien ersichtlich wird, insbesondere bei dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und landwirtschaftlichen Rückständen.<sup>1</sup> Diese relativ ungünstigen Umstände treffen die potenziellen Adressaten der Vergütungsregelungen jedoch unabhängig davon, ob sie selbst als Stromerzeuger auftreten oder ob sie – wie im Falle der Biogaserzeugung typisch ist – zunächst lediglich im ersten Teilschritt zur späteren Stromerzeugung Gas aus Biomasse herstellen. Beide Fallgestaltungen stellen sich aus der Perspektive des Normzweckes daher als gleichwertig dar.

Der Sache nach wäre nicht einsichtig, dass aus dem Blickwinkel der gesetzlichen Ziele heraus an sich gleichwertige Arten des Einsatzes von erneuerbaren Energien an dieser einen Stelle – und zwar ohne besondere Begründung – unterschiedlich behandelt werden sollten. Sinn und Zweck des § 8 Abs. 2 EEG sprechen somit stark gegen eine Ausklammerung der Anwendung auf Gasäquivalentnutzungen. Diesem Argument kommt in der Gesamtschau des Für und Wider ein großes Gewicht zu, denn der objektive Sinn und Zweck gilt gemeinhin im Regelfall als der bedeutsamste Auslegungsmaßstab für Rechtsvorschriften, da es auf den „objektivierten Willen des Gesetzgebers“ ankommt.<sup>2</sup>

Gegen die Anwendbarkeit des Absatzes 2 der Vorschrift auf Gasäquivalentnutzungen lässt sich nach hiesiger Auffassung im Übrigen nicht überzeugend

1. Die Gesetzesbegründung formuliert den Sinn und Zweck der Vorschrift wie folgt (BT-Drs. 15/2864, S. 39): „Absatz 2 legt für die drei unteren Leistungsbereiche eine Zusatzvergütung für den Fall fest, dass ausschließlich bestimmte Biomassearten zum Einsatz kommen. Die Regelung resultiert aus den bisherigen Erfahrungen, nach denen ein wirtschaftlicher Betrieb von kleinen Anlagen nicht erreicht werden kann, wenn ausschließlich (rein) pflanzliche Stoffe aus Landwirtschaft und Gartenbau, Fäkalien aus der Landwirtschaft und/oder Waldrestholz eingesetzt werden. Rein pflanzliche Einsatzstoffe (insbesondere nachwachsende Rohstoffe und Waldrestholz) sind gegenüber Biomasse aus Abfällen ungleich teuer. Kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen, deren Haupteinsatzstoff Gülle ist, können nur rentabel betrieben werden, wenn in beträchtlichem Umfang energiereiche Kofermente aus Abfällen (insbesondere tierische Fette) eingesetzt werden. Der Markt für derartige Stoffe ist jedoch eng begrenzt. Es zeichnet sich deshalb ab, dass das große Nutzungspotenzial der Biomasse land- und forstwirtschaftlicher Herkunft ohne zusätzliche Anreizinstrumente nicht in dem wünschenswerten Umfang erschlossen werden kann. Die nach dem neuen Absatz 1 vorgesehenen neuen Vergütungsstufen für Kleinanlagen reichen allein nicht aus, um die wirtschaftlichen Nachteile für Anlagen, in denen keine energiereichen Kofermente eingesetzt werden, auszugleichen. Durch die Einführung des Bonus soll der Begrenztheit und einer Fehlleitung von Abfallstoffströmen begegnet werden und ein Beitrag zur Erschließung nachwachsender Rohstoffe zur energetischen Nutzung geleistet werden.“
2. Vgl. BVerfGE 11, S. 126, 129 ff.; BVerfGE 54, S. 51, 57; BVerfGE 71, S. 81, 106.



damit argumentieren, auch die in § 8 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und Nr. 3 EEG aufgestellten zusätzlichen Anforderungen an „die Biomasseanlage“ passten auf diesen Fall nicht. Nach diesen Bestimmungen müssen die konkreten Einsatzstoffe für „die Biomasseanlage“ entweder in einer Genehmigung dokumentiert sein oder auf bestimmte Weise nachgewiesen werden (Nr. 2), und es dürfen sich auf dem Gelände der „Biomasseanlage“ keine weiteren „Biomasseanlagen“ für andere Einsatzstoffe befinden (Nr. 3).

Zwar ist insofern zuzugeben, dass sich nicht auf Anhieb erschließt, es könnte hier eine andere Anlage gemeint sein als die Stromerzeugungsanlage selbst. Bei näherem Hinsehen ergibt sich jedoch, dass die Verwendung des Begriffes „Biomasseanlage“ eher für eine Möglichkeit der Anwendung auf Fälle der Gasäquivalentnutzung spricht. Zu bedenken ist insoweit nämlich, dass mit den in Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 EEG als privilegiert hervorgehobenen Einsatzstoffen im Falle der Stromerzeugung aus Biogas auf die **Einsatzstoffe zur Vergärung**, nicht auf die Einsatzstoffe zur unmittelbaren Stromerzeugung abzustellen ist. Anderenfalls ergäbe sich nämlich die Konsequenz, dass ein NaWaRo-Gülle-Bonus für die Biogasnutzung generell nicht in Betracht käme. Das aber widerspräche eindeutig dem (objektivierten) Willen des Gesetzgebers (wie sich schon an der speziellen Regelung für Gülle zeigt, die einen Sinn nur im Hinblick auf die Vergärung haben kann). Dementsprechend wird auch in der Gesetzesbegründung zum Ausdruck gebracht, dass die Biogasnutzung einen der Hauptanwendungsfälle für die Vorschrift darstellt.<sup>1</sup>

Versteht man § 8 Abs. 2 EEG demnach für Biogasanlagen generell als auf die Einsatzstoffe der Vergärung und nicht auf die Einsatzstoffe zur (unmittelbaren) Stromerzeugung bezogen, so können die Einzelbestimmungen der Regelung folglich auch auf Fälle der Äquivalentnutzung von Biogas grundsätzlich bruchlos angewendet werden. Dabei ergibt sich dann aber die Besonderheit, dass es in Bezug auf die Einsatzstoffe auf die korrespondierenden Vergärungsanlagen ankommt, der (zivilrechtliche) **Nachweis** insoweit aber gegenüber dem Stromnetzbetreiber durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage geführt werden muss. Das dürfte einer Anwendung in der Praxis eine schwierige Hürde bereiten – wenn nicht sogar diese weitgehend uninteressant machen –, da der Stromerzeuger den Bonus gemäß § 8 Abs. 2 Satz 4 der Regelung endgültig verlieren würde, sobald die

stofflichen Anforderungen der Vorschrift nicht mehr erfüllt sind.

Demnach ist zu schließen: Nach hiesiger – allerdings streitbarer – Auffassung kommt ein Gülle-NaWaRo-Bonus auch in Fällen der Äquivalentnutzung von Biogas grundsätzlich in Betracht. Die Anwendung der Vorschrift könnte sich in der Praxis aber als schwer handhabbar erweisen.

#### 7.4.6 Umstellung bestehender Stromerzeugungsanlagen

In der Begründung der Beschlussvorlage zu § 8 Abs. 4 EEG heißt es:<sup>2</sup>

„Die Einspeisung von auf Erdgas aufbereitetem Gas aus Biomasse ermöglicht eine effizientere Nutzung des Gases an anderer Stelle in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Die noch hohen Kosten der Gasreinigung werden über den Bonus aufgefangen. Durch das Gas aus Biomasse kann in vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Erdgas verdrängt und somit ein Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz geleistet werden.“

Der Formulierung lässt sich die Absicht des Gesetzgebers entnehmen, die Bestimmung zum Technologiebonus und damit in der Konsequenz auch den Anspruch auf die Grundvergütung für die Verstromung von Biomasse nicht nur auf neue, sondern auch auf bestehende Stromerzeugungsanlagen zur Anwendung zu bringen, wenn bzw. sobald sie von vorheriger fossiler Brennstoffversorgung auf eine Biomassenutzung (einschließlich Äquivalenzgasnutzung) umgestellt werden.

Ob die Vorschriften des Gesetzes tatsächlich in diesem Sinne zu verstehen sind, erscheint jedoch streitbar. Gegen ein solches Verständnis lässt sich vorbringen, dass der Gesetzgeber im Rahmen der EEG-Novelle **keine spezielle Vorschrift** im eigentlichen Gesetzestext geschaffen hat, die dieser Absicht klar Ausdruck verleihen würde. Angesichts des Umstands, dass die Vergütungssätze in den Regelungen des § 8 EEG vom Ansatz her (unter anderem) darauf zugeschnitten sind, eine auf die spezifischen Investitionskosten für neue Anlagen bezogene Anreizwirkung zu entfalten, hätte die Schaffung einer solchen ausdrücklichen Regelung nahe gelegen. Denn bei der schlichten Brennstoffumstellung fehlt es investitionsseitig an vergleichbaren Kosten. Von daher erscheint

1. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 39 f.

2. BT-Drs. 15/2864, S. 41 (zu § 8 Abs. 4 EEG).

die schlichte Brennstoffumstellung zumindest nicht als ein typischer Fall für die Anwendbarkeit der Vergütungsbestimmungen, auch wenn wiederum verbrauchsseitig durchaus von in spezifischer Weise erhöhten Kosten ausgegangen werden kann.

Auf der anderen Seite ist jedoch zu bedenken, dass das Gesetz den Vergütungsanspruch auch sonst **nicht** an die generelle Voraussetzung knüpft, dass das jeweils anzuschließende Aggregat **technisch neu** (gänzlich ungebraucht) ist. Bereits unter Geltung des EEG 2000 hat sich dem entsprechend – soweit ersichtlich unbeanstandet – die Praxis entwickelt, etwa bereits gebrauchte Diesellaggregate auf Pflanzenölbasis als EEG-Anlagen anzuschließen und die Vergütung in Anspruch zu nehmen – ungeachtet dessen, dass Vergütungshöhe und Investitionskosten hier ebenfalls nicht korrelieren. Zwar unterschied das EEG 2000 ausdrücklich zwischen Alt- und Neuanlagen (vgl. § 2 Abs. 3 EEG 2000), doch ging man unter Berücksichtigung des Förderzwecks des Gesetzes davon aus, dass es insoweit auf die erstmalige Lieferung von Strom an einen aufnahmepflichtigen Netzbetreiber unter dem EEG ankommen sollte<sup>1</sup>, nicht also darauf, zu welchem Zeitpunkt die Anlage als technisches Aggregat fertig gestellt war oder erstmals überhaupt (außerhalb des EEG) Strom produzierte.

Auf Grundlage der heutigen Fassung des Gesetzes ist für die Entstehung eines Vergütungsanspruches maßgebend, ob bzw. zu welchem Zeitpunkt von einer „**Inbetriebnahme**“ im Sinne des § 3 Abs. 4 EEG auszugehen ist:

Gemäß § 5 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, den der Abnahmepflicht unterliegenden Strom „nach Maßgabe der §§ 6 bis 12 zu vergüten“. § 12 Abs. 3 EEG bestimmt seinerseits, dass die Mindestvergütungen „vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme an“ jeweils für eine bestimmte Dauer zu zahlen sind. Unter welchen Voraussetzungen von einer Inbetriebnahme auszugehen ist, regelt § 3 Abs. 4 EEG. Danach ist unter Inbetriebnahme zu verstehen: „die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft oder nach ihrer Erneuerung“. Für den Fall der Erneuerung wird ergänzt: „sofern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage (...) betragen“.

Demnach kann einerseits nicht zweifelhaft sein, dass die Umstellung einer bestehenden, bisher mit fossilem Gas betriebenen Stromerzeugungsanlage

(auch einer solchen im KWK-Betrieb) auf die Nutzung von Biogas oder Äquivalenzgas nach § 3 Abs. 4 EEG **nicht** als **Erneuerung** anzusehen ist, da durch die Brennstoffumstellung allein die maßgebende Schwelle der Investitionskosten nicht erreicht würde (es sei denn, die Altanlage würde mit entsprechenden Investitionskosten tatsächlich erneuert – auch erweitert<sup>2</sup> – und nachfolgend mit Biogas oder Äquivalenzgas betrieben).

Eine andere Frage ist, ob man nach erfolgter Umstellung einer zuvor fossil betriebenen Stromerzeugungseinheit auf Biomassebrennstoff von einer originären Inbetriebnahme im Sinne des § 3 Abs. 4 EEG ausgehen kann. Insofern fragt sich, ob es darauf ankommt, zu welchem Zeitpunkt die Stromerzeugungsanlage als eine solche erstmals betrieben oder zu welchem Zeitpunkt sie als Erneuerbare-Energien-Anlage erstmals in Betrieb gesetzt wurde.

Bezieht man in die Betrachtung den **Anlagenbegriff** des § 3 Abs. 2 EEG ein, so spricht mehr dafür, für entscheidend zu erachten, wann das jeweilige Aggregat erstmals als **EE-Anlage** in Betrieb gesetzt wurde. Denn als „Anlage“ definiert § 3 Abs. 2 Satz 1 EEG „jede selbständige technische Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (...)“ (Hervorhebung d. Verf.). Aus der Perspektive des Anlagenbegriffes lässt sich also schließen, zuvor auf fossiler Basis betriebene Aggregate würden erst durch die Bereitstellung zur Einspeisung von EE-Strom zu „Anlagen“ im Sinne des EEG. Daher sei von einer Inbetriebnahme im Sinne von § 3 Abs. 4 EEG stets erst von dem Zeitpunkt an auszugehen, in dem ein Stromerzeugungsaggregat erstmals mit einem EE-Brennstoff zum Zwecke der Stromeinspeisung in Betrieb gesetzt wird. Auf den Zeitpunkt der erstmaligen Stromerzeugung als solcher kommt es dann nicht an.

Demnach gibt es im Text des EEG durchaus einen tragfähigen Anknüpfungspunkt für die Auffassung, nach Umstellung auf Biomassebrennstoff könne für ein zuvor fossil betriebenes Stromerzeugungsaggregat die Vergütung nach § 8 EEG in Anspruch genommen werden, auch wenn die Umstellung in verhältnismäßig geringem Umfang zu spezifischen Investitionskosten führt. Aus diesem Blickwinkel bedurfte es einer ausdrücklichen Klarstellung der betreffenden Regelungsabsicht im Gesetz nicht, weil bereits der Anlagenbegriff die angesprochene Konsequenz in sich trägt.

1. Vgl. Salje, EEG (2. Aufl. 2001), § 2 Rdnr. 105.

2. Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 30; in diesem Sinne auch Salje, EEG (3. Aufl. 2005) § 3 Nr. 136.



Dieser Interpretation muss nicht entgegenstehen, dass § 3 Abs. 4 EEG für die Anerkennung der Erneuerung (auch Erweiterung) einer bestehenden Anlage als neu in Betrieb genommen ungleich strengere Maßstäbe anlegt. Denn insoweit geht es dem Gesetz speziell darum zu verhindern, dass die Bestimmungen zur Laufzeit und zur stufenweisen Degression der Vergütung durch geringfügige Änderungen an der Anlage umgangen werden.

In der Sache kann allerdings nicht übersehen werden, dass eine Anerkennung der erstmaligen Inbetriebsetzung von Stromerzeugungsaggregaten nach Umstellung auf Biomasse als „Inbetriebnahme“ im Sinne des EEG dazu führen kann, den Betreibern im Einzelfall der Höhe nach Vergütungen zuzuerkennen, die durch die konkret getätigten Investitionen nicht gerechtfertigt sind (insbesondere wenn bereits weitenteils abgeschriebene Anlagen umgestellt werden). Im Falle der Umstellung auf Biogas oder Äquivalenzgas relativiert sich diese Disparität zwar insofern, als auf Seiten des Einspeisers die besonderen Kosten des verbrauchten Biogases bzw. Äquivalenzgases zu Buche schlagen, in denen sich anteilig auch die Kosten für die Biogasherstellung widerspiegeln (und die im Hinblick auf die Gesamtkosten durchaus im Vordergrund stehen können). Aus rechtlich-systematischer Sicht ändert dies aber nichts daran, dass es sich hier um eine besondere Fallgestaltung handelt, auf welche die Vergütungssätze jedenfalls nicht in spezifischer Weise zugeschnitten sind.

Vor diesem Hintergrund ist im **Ergebnis** zu schließen, dass gute – und aus der Sicht des Verfassers rechtlich überzeugendere – Argumente dafür sprechen, die Inbetriebsetzung nach Umstellung auf Biomassebrennstoffe als (Neu-) Inbetriebnahme im Sinne von § 3 Abs. 4 EEG anzuerkennen. Als gesichert kann die Rechtslage aber insoweit nicht angesehen werden.

## 7.4.7 Ausschließlichkeitsprinzip

### 7.4.7.1 Das Ausschließlichkeitsprinzip im Kontext des § 8 EEG

Ein Vergütungsanspruch besteht gemäß § 5 Abs. 1 EEG nur „für die Stromerzeugung in **Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen**“. Das Gesetz hält damit hinsichtlich der Vergütung an dem

bereits aus dem Stromeinspeisungsgesetz und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Ursprungsfassung vom 29. März 2000<sup>1</sup> bekannten so genannten Ausschließlichkeitsprinzip fest, wonach grundsätzlich nur diejenige Art der Stromerzeugung privilegiert wird, die vollständig auf dem Einsatz der genannten Energie beruht.<sup>2</sup>

Aus dem Ausschließlichkeitsprinzip ergeben sich auch für die gemäß § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG von der Vergütungsvorschrift grundsätzlich erfasste Gasäquivalentnutzung im Biomassebereich einige wichtige rechtliche Konditionen. Anzuknüpfen ist dabei an das Ausschließlichkeitsprinzip in der diesem durch § 8 EEG für den Biomassebereich verliehenen **spezifischen Gestalt**:

Im Hinblick auf Biomasse greift das Gesetz das Ausschließlichkeitsprinzip in § 8 Abs. 1 Satz 1 nämlich in spezifischer Weise auf. Dort heißt es: „Für Strom, der in Anlagen (...) gewonnen wird, die ausschließlich Biomasse im Sinne der nach Absatz 7 erlassenen Rechtsverordnung einsetzen, beträgt die Vergütung (...).“ Dieser speziell auf Biomasse bezogenen Regelung bedarf es, weil die **Biomasseverordnung** in gewissem Umfang das Vorhandensein von Fremdstoffen und Verunreinigungen duldet.<sup>3</sup> Erst auf diese Weise wird es möglich, Biomassestrom auf praktikable Weise in die Vergütungsregelungen einzubeziehen. Ohne die Gestattung von Verunreinigungen und Fremdstoffen in der Biomasse müssten weite Teile der Biomassenutzung aus der EEG-Vergütung herausfallen, weil eine Extraktion solcher Stoffe in vielen Fällen nicht oder nicht auf wirtschaftlich zumutbare Weise möglich ist. Das gilt auch und im Besonderen für durch Vergärung erzeugtes Biogas.<sup>4</sup>

Befinden sich demgegenüber energetisch wirksame Fremdstoffe und Verunreinigungen im eingesetzten Material, die von der BiomasseV nicht als rechtlich unproblematische Bestandteile der Biomasse hingenommen werden, so besteht **kein Vergütungsanspruch**, und zwar **auch nicht anteilig**.<sup>5</sup> Das Gesetz verzichtet insoweit bewusst auf die Möglichkeit, Technologien der Misch- und Mitnutzung von Biomasse in konventionell betriebenen Energieerzeugungsanlagen in seine Förderwirkungen einzubeziehen, weil es davon ausgeht, dass es hierfür grundsätzlich keiner zusätzlichen wirtschaftlichen Anreizimpulse bedarf.

1. BGBl. I 2000 S. 305.

2. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 35.

3. Vgl. § 2 Abs. 2 und 3 BiomasseV nebst Begründung in BT-Drs. 14/6059, S. 8 ff.

4. Vgl. BT-Drs. 14/6059, S. 8.

5. So ausdrücklich BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 39.

Im Rahmen der Stromerzeugung aus Biomasse toleriert das Gesetz, wie in seinem § 8 Abs. 6 zum Ausdruck kommt, in bestimmtem Umfang (bis zu 10 %) auch den Einsatz von fossilen Energieträgern zum Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung. Allerdings unterscheidet die Regelung hierbei zwischen Anlagen, die bis Ende 2006 in Betrieb genommen wurden – für sie gilt dieses Privileg fort – und solchen, die nach diesem Zeitraum in Betrieb gehen. Hiermit will das Gesetz einen spezifischen Anreiz zur Förderung der technologischen Weiterentwicklung setzen. Es knüpft hierbei an die auf Grundlage des EEG 2000 und der BiomasseV entstandene Praxis an.<sup>1</sup>

#### 7.4.7.2 Konsequenzen für Fälle der Biogasäquivalentnutzung

##### Allgemeines

Für Fälle der **Biogasäquivalentnutzung**, bei der die Orte der Gaserzeugung und der Gasnutzung auseinander fallen, fragt sich, ob und ggf. welche der Bedingungen des Ausschließlichkeitsprinzips einerseits für die **Gaserzeugung** (bei Biogas also für die Vergärung) und andererseits für die **Nutzung des Äquivalenzgases** zur Stromerzeugung anzuwenden sind.

Ausgangspunkt der Beurteilung muss dabei die Äquivalenzklausel des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG sein, nach der aus einem Gasnetz entnommenes Gas „als Biomasse“ gilt, „soweit“ die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht.

Demnach ist im ersten Schritt der Auslegung festzuhalten, dass das entnommene Äquivalenzgas **rechtlich wie (sonstiges) Gas aus Biomasse zu behandeln** ist. Das bedeutet, dass es – in der fachlich üblichen Ausdrucksweise – auf die Nämlichkeit des Gases nicht ankommt. Es ist also hinsichtlich der Ausschließlichkeitsforderung gleichgültig, welche tatsächliche Zusammensetzung das entnommene Gas hat. Es gilt schlicht ungeachtet dessen als Biomasse.

##### Anwendung auf der Ebene der Stromerzeugung

Daran knüpft sich allerdings eine weitere, nicht ganz so eindeutig zu beantwortende Frage an: Darf für die Stromerzeugung in der betreffenden Anlage zusätz-

lich noch weiteres, **über die Äquivalenzmenge hinausgehendes Gas** zur Stromerzeugung benutzt werden, das selbst nicht aus Biomasse stammt?

Geht man an dieser Stelle von dem Ausschließlichkeitsprinzip in seiner vom Ansatz her auch für § 8 EEG maßgebenden Grundform aus, so muss diese Frage verneint werden. Denn das Gesetz will ja die Mischnutzung von erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energien nicht in den Privilegierungstatbestand aufnehmen.<sup>2</sup> Rechtlich stellte sich der geschilderte Fall als eine solche Mischnutzung dar, weil ein Teil des entnommenen Gases (die Äquivalenzmenge) als Biomasse anzusehen wäre, der Rest aber nicht. Für die Praxis ergäbe sich daraus ein gewisses Problem, weil sich die Stromerzeuger dann nicht nur verbindlich entscheiden müssten, ausschließlich mit Äquivalenzgas zu arbeiten, sondern weil sie auch die Gesamtmenge ihrer Stromerzeugung von der rechnerischen Menge des erworbenen Äquivalenzgases abhängig machen müssten (wobei die Begründung der Beschlussvorlage zum Gesetz allerdings klarstellt, dass es auf eine zeitlich parallel gehende Einspeisung und Entnahme nicht ankommt).<sup>3</sup>

Das Gesetz gibt einen gewissen Anhalt für eine weniger restriktive Auslegung, indem es ausspricht, dass das entnommene Gas als Biomasse gilt, soweit es der in Bezug genommenen Wärmeäquivalenzmenge entspricht. Der Begriff „soweit“ impliziert zwar nicht zwangsläufig, dass in der Anlage außerdem noch zusätzliche Mengen von rechtlich nicht als Biomasse anerkanntem Gas zum Einsatz kommen. Er spricht aber doch von seinem Bedeutungsgehalt her eher für eine solche Interpretation, denn ein in dieser Hinsicht restriktives Verständnis hätte sich durch die Verwendung des Wortes „wenn“ an Stelle von „soweit“ klarer zum Ausdruck bringen lassen.

Eine Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips für den Anwendungsbereich der Äquivalenzregelung ließe sich auch gut mit der in der Gesetzesbegründung ausgesprochene Absicht in Einklang bringen, einen spezifischen Anreiz zur Verdrängung von konventionellem Erdgas in **vorhandenen KWK-Anlagen** setzen zu wollen.<sup>4</sup> Dieser Anreiz dürfte bei uneingeschränkter Anwendung des Ausschließlichkeitsprinzips in weit weniger bedeutendem Umfang zum Tragen kommen können, weil sich die Betreiber

1. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 41.

2. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 39 (zu § 8 Abs. 1).

3. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 38 (zu § 7 Abs. 1).

4. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (Anlage 4), S. 41 (zu § 8 Abs. 4). Daher dürfte auch keine Grundlage dafür bestehen, wenn Netzbetreiber von Anlagenbetreibern einen zeitgleichen oder zeitnahen Ausgleich der Mengen-/Wärmeäquivalente fordern. Entscheidend dürfte vielmehr sein, dass die Anlagenbetreiber in dem jeweiligen *Abrechnungszeitraum* keine Vergütung für das Äquivalent überschreitende Strommengen verlangen können.



bestehender Anlagen dann verbindlich entscheiden müssten, von einem bestimmten Zeitpunkt an ausschließlich Äquivalenzgas einzusetzen. Dafür würden sie sich in eine ausgeprägte Abhängigkeit von der Marktentwicklung für Äquivalenzgase begeben müssen – so weit, dass sich das Interesse an der Inanspruchnahme der Äquivalenzregelung in vielen Fällen eher zurückhalten dürfte.

Gegen eine solche Interpretation spricht jedoch mit einigem Gewicht, dass § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG schon von seinem Wortlaut her als **Ergänzung zu § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG** formuliert ist, nicht als eigenständiger Vergütungstatbestand für Äquivalenzgas. Satz 3 regelt, was als Biomasse im Sinne von Satz 1 gilt, nicht aber, welche Art der Stromerzeugung neben der in Satz 1 erwähnten außerdem noch vergütungsfähig ist. Die Formulierung des Satzes 3 lässt nicht erkennen, dass mit ihr auch das Wort „ausschließlich“ aus Satz 1 bedeutungslos werden sollte. Das Ausschließlichkeitsprinzip wird vom Wortlaut her durch Satz 3 also weder aufgehoben noch modifiziert.

Zu bedenken ist insoweit auch, dass die **Vergütungssätze** des § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG ganz auf Anlagen zugeschnitten sind, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen. Stellt man sich demgegenüber Fallgestaltungen vor, in denen Biomasse lediglich als Beimischung eingesetzt wird, so fragt sich bereits, welches der anzuwendende Leistungsmaßstab sein müsste. Wendete man die Vergütungssätze in der einen oder anderen Weise auf Anlagen mit nur anteiligem Äquivalenzgaseinsatz an, so verschöben sich damit für diese die mit den einzelnen Vergütungsstufen an sich intendierten Anreizschwellen, weil die Ausgangsbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit anteiligem Äquivalenzgaseinsatz andere sein können als für Anlagen, die ausschließlich mit Gas aus Biomasse betrieben werden.

Schließlich überzeugt das Argument, bei Anwendung des Ausschließlichkeitsprinzips auf die Äquivalenzgasnutzung sei die Anreizwirkung für den Einsatz von Äquivalenzgas in bestehenden KWK-Anlagen sehr viel geringer, auch deshalb nicht, weil die Einhaltung des Ausschließlichkeitsprinzips von den jeweiligen Anlagenbetreibern auch in allen übrigen Bereichen des EEG strikt verlangt wird. Das ist schlicht der **Normalfall des EEG**. Eine Auflockerung des Ausschließlichkeitsprinzips für die Äquivalentnutzung würde zu einer substantiell erheblichen Privilegierung der Äquivalenzgasnutzer im Vergleich zu allen übrigen Betreibern von Stromerzeugungsanlagen unter dem EEG führen. Ein entsprechender Privi-

legierungszweck lässt sich weder aus dem Wortlaut des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG noch auch aus den Gesetzesmaterialien herleiten.

Im Resultat ist deshalb davon auszugehen, dass das Ausschließlichkeitsprinzip auf der Stromerzeugungsseite uneingeschränkt auch für Fälle der Äquivalentnutzung gilt.

#### **Anwendung auf der Ebene der Gaserzeugung**

Auf der Ebene der Stromerzeugung steht die grundsätzliche Anwendbarkeit des Ausschließlichkeitsprinzips außer Frage, da das Gesetz selbst darauf abstellt, ob in den Anlagen „zur Stromerzeugung“ ausschließlich Biomasse zum Einsatz kommt. Anders sieht es, soweit es um Fälle der Biogasäquivalentnutzung im Sinne von § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG geht, für die Ebene der Gaserzeugung aus.

Bei der Gasäquivalentnutzung fallen Gas- und Stromerzeugung räumlich auseinander. Für die Ebene der Gaserzeugung spricht § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG nur aus, dass es sich bei dem eingespeisten Gas um „Gas aus Biomasse“ handeln muss (siehe hierzu auch oben, unter 4.2). Nach dem Wortlaut der Vorschrift ist demnach nicht zwingend erforderlich, dass das **gesamte eingespeiste Gas** seinerseits ausschließlich **aus Biomasse gewonnen** sein muss. Da die Bestimmung lediglich an die Menge des eingespeisten Gases aus Biomasse im Wärmeäquivalent anknüpft, könnte man die Vorschrift dahin verstehen, dass es in Bezug auf die Ebene der Gaseinspeisung ebenfalls ausreicht, den **Wärmeäquivalentanteil der eingesetzten Biomasse** zu bestimmen. Das aber würde bedeuten, dass das Ausschließlichkeitsprinzip für die Ebene der Gaserzeugung (also insbesondere für die Vergärung) irrelevant wäre. Der Wortlaut des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG lässt für ein solches Verständnis zumindest einen Spielraum.

In der Konsequenz resultierte daraus allerdings wiederum ein **Wertungswiderspruch** innerhalb des Gesetzes, der die Wirksamkeit des Ausschließlichkeitsprinzips im gesamten übrigen Anwendungsfeld des § 8 EEG gefährdete. Es entstünde nämlich eine Situation, in der im Falle einer direkt mit der Stromproduktion verbundenen Gaserzeugung das Ausschließlichkeitsprinzip eingehalten werden müsste, bei einer Einspeisung desselben Gases in ein Gasnetz zur Äquivalentnutzung an anderer Stelle jedoch nicht. Damit würde die neu eingeführte Ausnahme der Biogasäquivalentnutzung gegenüber der an sich als Hauptfall vorgesehenen Stromerzeugung vor Ort auf markante Weise besser gestellt. Eine derartige Privilegierungswirkung ginge weit über die mit der



Gasäquivalentregelung intendierten gesetzlichen Ziele hinaus. Sie wäre mit dem (objektiven) Sinngehalt der neuen Bestimmung nicht mehr zu vereinbaren. Dementsprechend lassen sich auch den umfangreichen Materialien zur Gesetzgebung keine Hinweise darauf entnehmen, dass der Gesetzgeber eine solche Privilegierungswirkung im Auge gehabt oder einkalkuliert hätte.<sup>1</sup>

Somit ist zu folgern:

- Das Ausschließlichkeitsprinzip findet auch **auf der Ebene der Gaserzeugung uneingeschränkte Anwendung**.
- Für die Erzeugung des Gases dürfen nur solche energetisch wirksamen Stoffe eingesetzt werden, die nach **Maßgabe der BiomasseV** als Biomasse im Sinne des Gesetzes anerkannt sind.
- Für die zulässigen Einsatzstoffe zur Herstellung von Gas durch anaerobe Vergärung (Biogas) ist demnach (allein) **§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 5 BiomasseV** maßgebend (siehe dazu bereits oben, unter 4.2).

Damit bleibt abschließend noch die Frage anzusprechen, ob es zulässig ist, dem erzeugten Gas **nach dem Abschluss des Gaserzeugungsprozesses** weitere energetisch wirksame Substanzen zuzusetzen. Auch hierzu sind vom Ansatz her zwei Deutungen möglich. Aus dem Blickwinkel des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG dürfte hiergegen nichts einzuwenden sein, sofern überwachungstechnisch sichergestellt ist, dass die betreffenden Stoffe bei der Bemessung des maßgebenden Wärmeäquivalents außer Betracht bleiben. Aus einer solchen Verfahrensweise ergäbe sich allerdings ebenfalls ein gewisser Unterschied zur Vor-Ort-Nutzung des Biogases, weil Entsprechendes in jenem Falle nicht gestattet wäre. Dennoch spricht aus hiesiger Sicht im Ergebnis mehr für eine **offenere Interpretation**. Denn dieser Unterschied wird wesentlich dadurch relativiert, dass der Verfahrensweise keine mit den beiden soeben erörterten Fällen vergleichbare Privilegierungswirkung zukäme, weil die nachträgliche Anreicherung des Gases mit Kosten verbunden wäre, die in der EEG-Vergütung keinen Niederschlag fänden. Bei nachträglicher Anreicherung im Rahmen der Vor-Ort-Stromerzeugung ließe sich demgegenüber ein Vorteil hinsichtlich der Vergütung erwirtschaften.

## 7.5 Ergebnisse

### (1) Zur energiewirtschaftsrechtlichen Ausgangslage und Entwicklung

Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind seit dem Inkrafttreten der §§ 4a und 6a EnWG im Mai 2004 grundsätzlich dazu verpflichtet, den Anbietern von Biogas Zugang zu ihren Netzen zu gewähren, sofern bestimmte Kompatibilitätsanforderungen erfüllt sind. Unter dem „Zugang“ zum Netz versteht das Gesetz dabei nicht die Abnahme durch den Netzbetreiber im Sinne einer Lieferung an diesen, sondern das Zur-Verfügung-Stellen des Netzes für Zwecke der Durchleitung an Dritte. Der Biogashersteller muss also selbst einen Abnehmer für das von ihm hergestellte Gas finden.

Hinsichtlich der technischen Kompatibilitätsanforderungen verweist § 6a EnWG in seiner (noch) gültigen Fassung auf die „gute fachliche Praxis“. Zentrale Bedeutung kommt insoweit der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 3. Mai 2002 (VV Erdgas II) zu. Danach muss das einzuspeisende Gas so beschaffen sein, dass der Netzbetreiber keine eigenen Maßnahmen zur Aufbereitung des eingespeisten Gases oder zur Druckanpassung mehr ergreifen muss. Die Aufgabe der technischen Aufbereitung des Gases fällt demnach dem Einspeiser zu. Dieser muss sicherstellen, dass das von ihm eingespeiste Gas den im jeweiligen örtlichen Netz üblichen Beschaffenheitsanforderungen entspricht. Maßgebend sind hierfür die im DVGW-Arbeitsblatt G 260 zusammengestellten Kriterien für die Verwendung als Austauschgas (siehe Anhang).

Durch die auf Grund der Richtlinie 2003/55/EG (sog. Erdgasrichtlinie) anstehende grundlegende Novellierung des EnWG wird sich an diesen Ausgangsbedingungen im Ergebnis voraussichtlich nichts ändern. Die Erdgasrichtlinie verlangt die Gleichbehandlung von Biogas, „soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist“. Eine substanzielle Lockerung der technischen Beschaffenheitsanforderungen an das einzuspeisende Gas ist damit nicht verbunden. Dem entsprechend stellt der auf Grundlage des Regierungsentwurfs für das neue EnWG verfasste Entwurf der Gasnetz-zugangsverordnung hinsichtlich der Beschaffenheitsanforderungen auf die gleichen Kriterien ab wie die (durch das Gesetz dann abgelöste) VV Erdgas II.



1. Vgl. BT-Drs. 15/2864 (insb. S. 38 ff.); ferner BT-Drs. 15/2327 (insb. S.21).

Gewisse Verbesserungen der Bedingungen für die Biogaseinspeisung lassen sich allerdings durch einige andere im Entwurf für das neue EnWG enthaltene Bestimmungen bzw. durch die dazu vorgesehenen untergesetzlichen Regelungen erwarten. Insbesondere könnte sich die Situation durch die vorgesehene Ordnung des Netzzugangs über ein so genanntes Entry-Exit-System verbessern. Im Zuge der Umsetzung dieses Systems sieht der vorliegende Entwurf für die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) einen partiellen Vorrang für Biogas vor (einerseits innerhalb von örtlichen Verteilnetzen, andererseits im Verfahren der Kapazitätszuweisung bei Engpassituationen). Zu beachten ist jedoch, dass die Bedeutung der Vorrangregelungen begrenzt bleibt, weil von ihnen nur profitieren kann, wer über einen vertraglichen Abnehmer des Biogases bzw. des Biogasäquivalents verfügt. Mit den geplanten Vorrangbestimmungen würde nämlich nicht eine Abnahmepflicht für die Netzbetreiber geschaffen, sondern nur eine (auf bestimmte Situationen bezogene) Pflicht zur Gewährung eines Transportvorranges.

Abgesehen hiervon ist zu erwarten, dass sich die Ausgangssituation hinsichtlich des Speicherzugangs verbessern wird. Der Entwurf zum neuen EnWG sieht – den verbindlichen Vorgaben der Gasrichtlinie folgend – vor, die Betreiber von Speicheranlagen dazu zu verpflichten, den Marktteilnehmern diskriminierungsfrei Zugang zu gewähren, sofern der Speicherzugang für den Kunden wirtschaftlich erforderlich ist. Hiervon dürfte insbesondere auch auszugehen sein, wenn der Speicherzugang zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen begehrt wird.

## (2) Rechtliche Spielräume für Vorrangregelungen und Privilegierungen

Die bisherigen Rechtsbestimmungen fordern die grundsätzliche Gleichbehandlung, nicht jedoch die Privilegierung von Biogas gegenüber herkömmlichem Erdgas. Vorstellbar sind vom Ansatz her aber auch vielfältige Formen der Besserstellung oder Förderung der Biogaseinspeisung, etwa in Gestalt von Abnahme- und Vergütungspflichten (in Anlehnung an das EEG), von spezifischen Vorrangregelungen für den Netzzugang (wie sie hinsichtlich bestimmter Konstellationen etwa im Entwurf zur GasNZV angelegt sind) oder von Erleichterungen bei den technischen Kompatibilitätsanforderungen.

Im Zusammenhang dieser Ausarbeitung war es nicht möglich, bestimmte Instrumente zur Privilegierung im Einzelnen auf ihre Machbarkeit hin zu untersuchen. Realisierbar war lediglich eine kursorische

Überblicksprüfung darüber, ob auf Grundlage der übergeordneten Rechtsbestimmungen aus dem Europa- und Verfassungsrecht überhaupt Raum für derartige Vorstellungen besteht. Diese Frage konnte bejaht werden:

- In europarechtlicher Hinsicht kommt es insoweit für alle vorstellbaren Modelle maßgebend auf ihre Vereinbarkeit mit der Erdgasrichtlinie 2003/55/EG an. Diese gestattet den Mitgliedstaaten unter bestimmten Voraussetzungen, den Netzbetreibern „gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen“ aufzuerlegen, und zwar auch aus Gründen des Klimaschutzes. Solcherart Verpflichtungen müssen zwar „nichtdiskriminierend“ sein. Damit wird den Mitgliedstaaten nach der hier vertretenen Auslegung aber nicht jede Form der Unterschiedsbehandlung untersagt. Der Begriff „nichtdiskriminierend“ muss vielmehr im Kontext des spezifischen Regelungszweckes der Richtlinie verstanden werden, der darin liegt, die Öffnung der bislang überwiegend monopolartig versorgten Netze für andere Marktteilnehmer zu bewirken. Sofern den Privilegierungen für Biogas kein spezifisches Moment der Hemmung oder Verzerrung des Wettbewerbs zwischen den am Markt beteiligten Unternehmen zukommt, tragen sie demnach auch keinen im Sinne der Richtlinie „diskriminierenden“ Charakter. Vor diesem Hintergrund ist nach hiesigem Verständnis davon auszugehen, dass die Richtlinie der Einführung von speziellen Instrumenten zur Privilegierung von Biogas nicht grundsätzlich entgegensteht.
- Aus den Anforderungen des EGV ergeben sich ebenfalls keine grundsätzlichen Hindernisse. Abnahme- und Vergütungsmodelle sind nicht als Regelungen für „staatliche Beihilfen“ anzusehen, sofern der Staat hierbei nicht eigenes Geld einsetzt. Durch Privilegierungen für Biogas würde zwar die Warenverkehrsfreiheit eingeschränkt. Aus den ggf. hinter den Regelungen stehenden Motiven des Klima- und Ressourcenschutzes können sich aber grundsätzlich ausreichende Rechtfertigungsgründe hierfür ergeben.
- In verfassungsrechtlicher Hinsicht sind ebenfalls keine grundlegenden Hindernisse ersichtlich. Die mit den Regelungen verbundenen Eingriffe in Grundrechte (insbesondere in das Recht der Berufsfreiheit, Art. 12 Abs. 1 GG) können vom Ansatz her durch die mit den Regelungen verfolgten Ziele des Klima- und Ressourcenschutzes ausreichend gerechtfertigt werden. Finanzverfassungsrechtliche Probleme sind nicht zu erwarten, weil es (bzw. sofern es) nicht um Instrumente mit Abgabencharakter geht.

### (3) Rechtsfragen im Zusammenhang mit dem neuen EEG

Nach der durch die Novelle 2004 eingeführten Bestimmung des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG kann die Zahlung der EEG-Vergütung für Biomassestrom auch beansprucht werden, soweit aus einem Gasnetz Gas entnommen wird, das in seinem Wärmeäquivalent an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht (Äquivalenzgasnutzung). Im Hinblick auf die Auslegung der Vorschrift ergibt sich eine Reihe von Fragen, die im Kontext des Gutachtens zu beantworten waren:

- Unter „Gas aus Biomasse“ ist einerseits sämtliches durch Vergärung erzeugtes „Biogas“ im Sinne von § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 5 BiomasseV zu verstehen, andererseits auch sonstiges Gas, das aus Biomasse im Sinne der BiomasseV hergestellt wurde (z. B. Gas aus der Holzvergasung).
- Nicht ganz eindeutig ist, ob die Nutzung des Äquivalenzgases im selben (örtlichen) Gasversorgungsnetz erfolgen muss wie die Einspeisung des Biogases. Der Wortlaut der Vorschrift lässt eine solche enge Auslegung ebenso zu wie ein Verständnis in dem Sinne, dass das Gas auch an anderen Orten in das deutsche Gasnetz eingespeist worden sein kann. Die Auslegung ergibt, dass auf Grundlage von Sinn und Zweck der Vorschrift mehr dafür spricht, die Klausel in einem weiten – nicht an das jeweilige Ortsnetz gebundenen – Sinne zu verstehen.
- Die Nutzer von Äquivalenzgas für die Stromerzeugung können unter gegebenen Voraussetzungen auch den Technologiebonus (§ 8 Abs. 4 EEG) und den KWK-Bonus (§ 8 Abs. 3 EEG) beanspruchen.
- Auch die Inanspruchnahme des sog. NaWaRo-Gülle-Bonus' (§ 8 Abs. 2 EEG) kommt bei der Äquivalenzgasnutzung in Betracht. Sinn und Zweck des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG sprechen für ein entsprechendes Verständnis. Hinsichtlich der materiellen

Anforderungen kommt es insoweit auf diejenigen Anlagen an, in denen das Biogas hergestellt wird, nicht auf die Stromerzeugungsanlage. Die Nachweisführung für die Einhaltung gegenüber dem Betreiber des Stromnetzes obliegt dabei dem Stromerzeuger.

- Gute – und aus der Sicht des Verfassers rechtlich überzeugendere – Argumente sprechen dafür, die Inbetriebsetzung zuvor fossil betriebener Stromerzeugungsaggregate nach Umstellung auf Biomassebrennstoffe als (Neu-) Inbetriebnahme im Sinne von § 3 Abs. 4 EEG anzuerkennen.
- Das Ausschließlichkeitsprinzip ist nach hiesiger Rechtsauffassung ausnahmslos sowohl auf der Ebene der Äquivalenzgasnutzung als auch auf der Ebene der Biogaserzeugung anzuwenden. Verzichtete man im Bereich der Äquivalenzgasnutzung partiell auf eine Anwendung des Ausschließlichkeitsprinzips, so ergäben sich bedeutsame Wertungsungleichheiten im Verhältnis zu den sonstigen Anwendungsfällen des EEG. Das wäre mit dem Sinn und Zweck der Bestimmungen nicht vereinbar. In der Konsequenz führt die uneingeschränkte Anwendung des Ausschließlichkeitsprinzips dazu, dass die Inanspruchnahme des § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG bei Äquivalentnutzung von Biogas nur möglich ist, wenn
  - in der Vergärungsanlage ausschließlich Stoffe eingesetzt werden, deren Einsatz zur Vergärung nach Maßgabe von § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 5 BiomasseV zur Erzeugung von Biogas zulässig ist, und
  - in der Stromerzeugungsanlage ausschließlich Äquivalenzgas und/oder originäres Biogas eingesetzt wird (also keine über die Äquivalenzmenge hinausgehender Einsatz konventionellen Gases erfolgt).



## 7.6 Anhang des Rechtsgutachten

**Beschaffenheitsanforderungen an Erdgas**  
 gemäß Tabelle 3 des DVGW-Arbeitsblattes G 260 zur Nutzung von Biogas als Ausauschgas für Grundgas  
 zugleich gemäß Nr. 4.4.2 DVGW-Arbeitsblatt G 260 maßgebende Kriterien für die Nutzung  
 von Biogas als Ausauschgas für Grundgas (nach erfolgter Aufbereitung)

### Brenntechnische Kenndaten

Bezeichnung	Kurzzeichen	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
Wobbe-Index	$W_{s,N}$			
Gesamtbereich		kWh/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	10,5 bis 13,0 37,8 bis 46,8	12,8 bis 15,7 46,1 bis 56,5
Nennwert		kWh/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	12,4 44,6	15,0 54,0
Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet		kWh/m <sup>3</sup>	+ 0,6 - 1,4	+ 0,7 - 1,4
Brennwert	$H_{s,N}$	kWh/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	8,4 bis 13,1 30,2 bis 47,2	
Relative Dichte	$d$		0,55 bis 0,75	
Anschlußdruck	$p_{an}$			
Gesamtbereich		mbar	18 bis 24	
Nennwert		mbar	20	

( $p_a = 1013,25 \text{ hPa}$ ,  $T_a = 273,15 \text{ K}$ )

### Gasbegleitstoffe

Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	°C	
Wasser: Taupunkt	°C	
Nebel, Staub, Flüssigkeit		
Sauerstoff-Volumenanteil in trockenen Verteilungsnetzen	%	3
in feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5
Gesamtschwefel		
Jahresmittelwert (ohne Odoriermittel)	mg/m <sup>3</sup>	30 <sup>2)</sup>
kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	150
Mercaptanschwefel	mg/m <sup>3</sup>	6
kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	16
Schwefelwasserstoff	mg/m <sup>3</sup>	5
in Ausnahmefällen kurzzeitig	mg/m <sup>3</sup>	10

### Richtwerte höchstens

Bodentemperatur } beim jeweiligen  
 Bodentemperatur } Leitungsdruck  
 technisch frei

2) Dieser Wert gilt ab 01.10.2001

Quelle: DVGW-Arbeitsblatt 260, S. 16.

# Bewertung



Abschließend werden die Ergebnisse dieser Studie zusammengefasst und bewertet. Die Möglichkeiten der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Gasnetz werden aus technischer, ökonomischer, rechtlicher und aus Sicht der Biogas-Potenziale und -Produktion sowie der Erdgasnetz-Aufnahmekapazität resümiert.

In der **technischen Umsetzung** ist es möglich, aus beliebiger Biogasqualität die Gasqualität des jeweiligen Ortsnetzes zu erreichen. Unterschiedlich ist nur der zu betreibende Aufwand und die damit verbundenen Kosten. Typische Aufbereitungsverfahren sind die Druckwasserwäsche (DWW), das Druckwechsel-Adsorptions-Verfahren (PSA), das Membran-Trennverfahren und die kryogene Trennung der Gasbestandteile. Die beiden ersten (DWW und PSA) haben sich in der Praxis bisher in einer Vielzahl von Anlagen eindeutig durchgesetzt. Das Biogas verläßt die jeweilige Aufbereitungsanlage mit einer Reinheit, welche die direkte Einspeisung in das Gasnetz als Austauschgas meist ermöglicht. Nur bei einigen Ortsgasnetzen ist zusätzlich eine Konditionierung mittels LPG oder Luftzugabe notwendig. Das aufbereitete Biogas verläßt die Aufbereitungsanlage mit einem Druck von etwa 6–12 bar, was die Möglichkeiten der Einspeisung in das Hochdrucknetz vereinfacht und in Mittel- und Niederdrucknetze generell erlaubt. Nach Odorierung und Gasmessung (in Bezug auf Gas-Menge und -Qualität) kann das Biogas in das Gasnetz eingespeist werden. Die Aufbereitungsanlagen sind technisch bewährt und sehr zuverlässig im Betrieb.

Im Zuge der **Netzsimulationsrechnung** wurde festgestellt, dass eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas in Niederdrucknetze selten praktikabel ist. Der wesentliche Faktor ist hierbei der unterschiedlich große Gasverbrauch zwischen Sommer- und Winterperiode.

Die Einspeisung kleiner Mengen von z. B. 30 m<sup>3</sup>/h i. N. kann möglich sein, wenn die entsprechende Netz- und Abnehmerstruktur (Sondervertragskunden) vorhanden ist. Dies sind jedoch Einzelfälle, da eine wirtschaftliche Anlagendimension wesentlich größer ist.

Wesentlich günstiger stellt sich die Situation bezüglich einer Einspeisung in Mittel- und Hochdrucknetze dar.

Bei diesen Einspeisungen gibt es keine Druckprobleme, die eingespeisten Mengen werden verteilt und dann an den Kunden geliefert. Diese Netze, insbesondere die der Gastransportgesellschaften, haben weiterhin den Vorteil, dass die Biogasaufbereitungsanlage nicht in unmittelbarer Umgebung zum späteren Verbraucher gebaut werden muss. So könnten Biogasaufbereitungsanlagen in ländlichen Gegenden bei entsprechender Netzanbindung durchaus größere Mengen Gas erzeugen und einspeisen.

In jedem Fall muss die Gasqualität der des jeweiligen Gasnetzes entsprechen. Insbesondere bei Einspeisungen in stark vermaschte Netze ist auf Grund unterschiedlicher Vermischungen eine gleich bleibende Gasqualität bei stark abweichender Qualität des Biogases nicht gewährleistet.

Die Untersuchung der **Biogaspotenziale** ergab ein deutsches Gesamt-Biogaspotenzial von ca. 260 PJ/a. Der Hauptanteil liegt dabei eindeutig im landwirtschaftlichen Bereich. Exkremte, Ernterückstände und NaWaRo machen 77 % des Potenzials aus. Der Rest fällt als kommunale (18 %) oder industrielle (5 %) Rückstände an. In der regionalen Verteilung des Biogaspotenzials ist eine deutliche Korrelation zwischen der Bundeslandfläche und dem Biogaspotenzial auffällig. Die großen Flächenländer wie Bayern und Niedersachsen haben auch das größte Potenzial. Das Biogaspotenzial der Stadtstaaten ist erheblich geringer. Wird das Potenzial auf die jeweilige Bundeslandfläche bezogen, wird erkenntlich, dass die flächenspezi-

fischen Potenziale der einzelnen Bundesländer in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Auch in den Städten ist die Errichtung von Biogasanlagen möglich. Die Inputmaterialien entstammen in diesem Fall der Industrie oder der kommunalen Entsorgung.

In der weiteren Betrachtung wurden **sieben Modellbiogas-Anlagen** definiert, um regionale Aussagen über Biogasanlagen-Standorte zu treffen und um eine ausführliche Kostenanalyse der Biogasanlagen durchzuführen. Die sieben Anlagen entsprechen der Spanne der betrieblichen Praxis landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland aber auch möglicher Obergrenzen. Sie sind folgendermaßen definiert worden:

Die betrachteten Biogasanlagen sind nach Größe der Biogasproduktion und Art des Inputmaterials unterscheidbar. Es wurden **drei Leistungsgrößen** festgelegt. **Die Biogasproduktion der Anlagen wird mit 50 m<sup>3</sup>/h, 250 m<sup>3</sup>/h und 500 m<sup>3</sup>/h, die an eine folgende Gasaufbereitung geliefert werden können, festgelegt.** Da der Biogas-Erzeugungs-Prozess selbst Energie, besonders zum Beheizen des Fermenters, benötigt, liegt die gesamte Biogasproduktion ca. 10–15 % über diesen Leistungsgrößen.

Die drei betrachteten **Einsatzstoff-Qualitäten** sind:

- typische Gülleanlagen (90 % Gülle, 10 % NaWaRo, massebasiert),
- NaWaRo-Anlagen (90 % NaWaRo, 10 % Gülle, massebasiert) und
- eine Anlage zur Verarbeitung von Material aus Siedlungsabfällen (100 % Biotonne) in der Leistungsgröße (500 m<sup>3</sup>/h).

Das wesentliche Ergebnis der Untersuchung der **regionalen und landwirtschaftlichen Betriebsstruktur** ist die Feststellung, dass in den alten Bundesländern die Betriebe wesentlich kleiner sind als in den neuen Bundesländern. Biogasanlagen lassen sich zwar grundsätzlich als Gemeinschaftsanlagen betreiben, aber das ist mit zusätzlichem Aufwand und Kosten verbunden (Transport, Hygienisierung). Diese Beschränkung gilt stärker für Gülle- als für NaWaRo-Anlagen. In der Praxis zeigt sich bisher, dass die Biogasanlagen der alten Bundesländer wesentlich kleiner dimensioniert sind als in den neuen Bundesländern. Dieser Trend wird auch weiter, allerdings in geringerem Ausmaß, anhalten. In Zukunft wird die Leistungsgröße von Biogasanlagen insgesamt steigen. Aber die Möglichkeiten der Errichtung sehr großer Biogasanlagen sind in den neuen Bundesländern wesentlich günstiger als in den alten. Beispielsweise werden zur Produktion von 250 m<sup>3</sup>/h Biogas mit güllebasierten Biogasanlagen ca. 3000 Großvieheinheiten benötigt. Solch große Betriebe gibt es fast ausschließ-

lich in den neuen Bundesländern. Da die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität hohe Kosten verursacht, die stark leistungsspezifisch sinken, ist mit der Einspeisung aufbereiteten Biogas aus Gülle in das Gasnetz eher in den neuen Bundesländern zu rechnen. Bei Biogas aus NaWaRo, kommunalen und industriellen Reststoffen können aufgrund der Potenziale und der Lage des Erdgasnetzes keine Restriktionen festgestellt werden, die Regionen mit bevorzugt zu erwartender Einspeisung identifizieren lassen.

Werden die **Biogas-Potenziale mit der Gasnetzaufnahme-Kapazität verglichen**, ist die Berücksichtigung der Gasqualität entscheidend. Wird das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und als **Austauschgas** eingespeist, gibt es praktisch keine Beschränkungen der Gasnetzaufnahme. Selbst im Sommer kann das eingespeiste Biogas nicht mengenmäßig über der geringsten Gasentnahme aus dem Gasnetz liegen, wenn die heute verfügbaren Biogasproduktionspotenziale voll ausgeschöpft würden. Beschränkungen entstehen eher im Fall der **Zusatzgaseinspeisung (keine Kohlendioxidabtrennung)**. Bei Zusatzgaseinspeisung ist in immer der Einzelfall zu betrachten, da sich das Biogas vor dem ersten Gasabnehmer so mit dem Erdgas vermischt haben muss, dass die geforderte Gasqualität im Netz gewährleistet wird. Zusatzgaseinspeisung ist deshalb auf der Niederdruck-Gasebene selten sinnvoll. Die Zusatzgaseinspeisung gerät aufgrund des hohen Erdgasanteils, der zur Vermischung notwendig ist, wesentlich eher an Einspeisegrenzen. Aber auch im Fall der Zusatzgaseinspeisung ist in den nächsten Jahren nicht mit Gasnetz-Kapazitätsgrenzen zu rechnen.

Die **Kosten der Biogaserzeugung, -Aufbereitung und -Einspeisung** lassen sich folgendermaßen zusammenfassen.

Es wurden die sieben zuvor definierten Biogasanlagentypen (3 Gülleanlagen mit 50, 250 und 500 m<sup>3</sup>/h Biogasproduktion, 3 NaWaRo-Anlagen mit 50, 250 und 500 m<sup>3</sup>/h Biogasproduktion und eine Anlage, die Bioabfall als Inputstoff verwendet mit 500 m<sup>3</sup>/h Biogasproduktion) ökonomisch analysiert. Für diese Biogasanlagen wurden die jeweiligen Kosten der Biogasproduktion ermittelt. Diese liegen zwischen 3,5 und fast 8 ct/kWh<sub>hi</sub> je nach Anlage. Die Kosten der Biogasproduktion über das Material Gülle (5,1; 3,7 und 3,5 ct/kWh<sub>hi</sub>) sind über 2 ct/kWh<sub>hi</sub> günstiger als bei der Nutzung von NaWaRo (7,8; 6,1 und 5,8 ct/kWh<sub>hi</sub>). Allerdings ist man auf den jeweils benötigten Tierbestand angewiesen (Gülle ist im Transport teuer, die große Anlage wird nur im seltenen Einzelfall realisiert werden). Mit höherer Biogasproduktion lassen sich



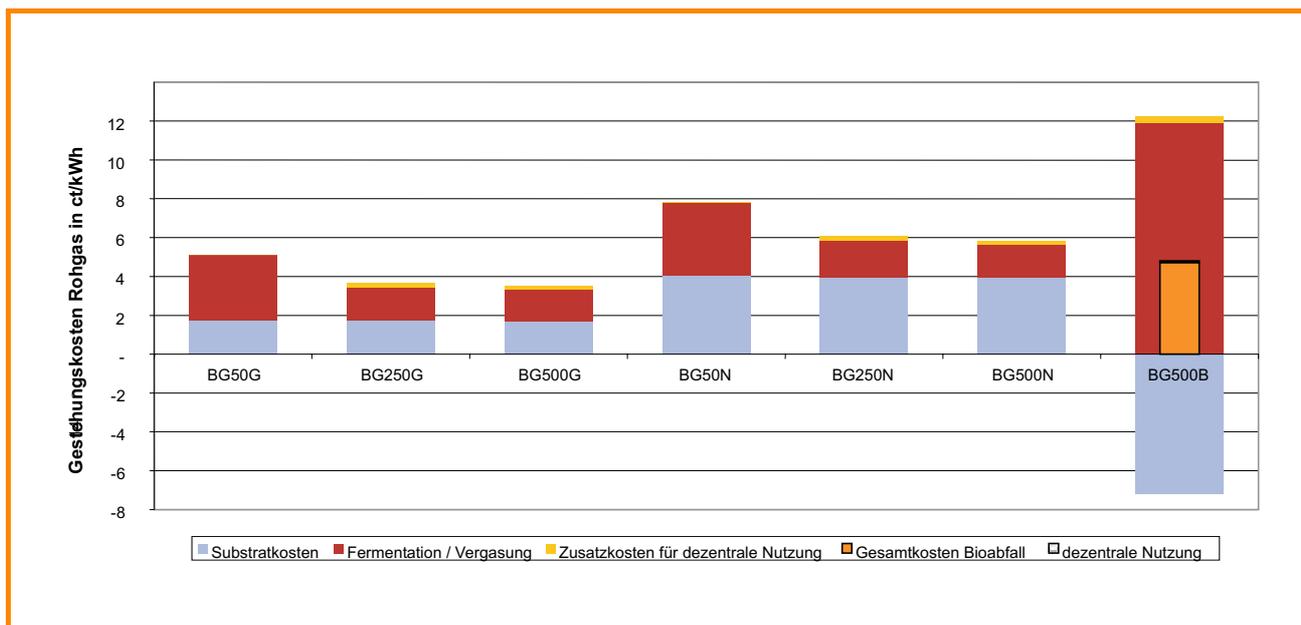


Abb. 8-1: Kosten des Rohbiogases pro kWh<sub>hi</sub>

die spezifischen Biogas-Produktionskosten um etwa 30 % senken. Somit liegen die kleine Gülleanlage und die große NaWaRo-Anlage in einer ähnlichen Größenordnung. Die Biotonnen-Anlage liegt mit 4,7 ct/kWh<sub>hi</sub> zwischen den beiden landwirtschaftlichen Anlagen.

Soll das Biogas nicht dezentral in Anlagennähe in einem BHKW verstromt werden, kann es auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Hierzu wird es von Schadstoffen gereinigt und das in ihm enthaltene CO<sub>2</sub> wird abgetrennt, um Austauschgas-Qualität zu erreichen. Als übliche Aufbereitungsverfahren haben sich die Druckwasserwäsche (DWW) und das Druckwechsel-Adsorptionsverfahren (PSA) in der Praxis bewährt. Beide Verfahren sind technisch zuverlässig und verursachen ähnliche Aufbereitungskosten. Die spezifischen **Kosten der Aufbereitung** sind sehr stark von dem Leistungsdurchsatz der Anlage abhängig. Sie betragen unter 2 ct/kWh<sub>hi</sub> bei Durchsätzen ab 250 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas und liegen bei 4,7 bis 6 ct/kWh<sub>hi</sub> bei kleineren Durchsätzen von 50 m<sup>3</sup>/h. Nach der Aufbereitung auf Erdgasqualität kann das Gas in das Erdgasnetz eingespeist und von einem anderen Nutzer als Energieträger verwendet werden.

Somit ist eine Nutzung des Gases an einem anderen Ort möglich. Dadurch ergeben sich oft effektivere und günstigere Nutzungsmöglichkeiten. Z. B. kann die bei der Verbrennung in einem BHKW frei werdende Abwärme zu einem wesentlich höheren Anteil genutzt werden. Oder das Biogas kann an einem Ort als Treibstoff verkauft werden, der verkehrstechnisch günstiger liegt, als der Biogasanlagen-Standort. Die

**Kosten der Einspeisung und Durchleitung** sind vom Gasdurchsatz und der genutzten Trassenlänge abhängig und betragen (bei der Annahme von 20 km Durchleitung bis zum Nutzer) zwischen 2 ct/kWh<sub>hi</sub> bei Durchsätzen von weniger als 30 m<sup>3</sup>/h aufbereitetem Biogas und unter 0,3 ct/kWh<sub>hi</sub> bei ca. 300 m<sup>3</sup>/h.

Basierend auf den Berechnungen der Kosten für den Brennstoff Biogas werden die **Kosten der Endenergie** in Form von Wärme, Strom und Treibstoff ermittelt. Vergleichend werden diese mit der konventionellen Energiebereitstellung dargestellt.

Die **Gestehungskosten der Wärmebereitstellung** sind folgender Grafik zu entnehmen:

Die Wärmeproduktion mittels Biogas ist nur in seltenen Fällen wirtschaftlich lohnend. Die Kosten pro kWh<sub>th</sub> betragen je nach Anlage 7–18 ct. Der Kostenblock der Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung kann eingespart werden, wenn das Biogas lokal am Standort der Biogasanlage genutzt werden kann. Im günstigen Fall kann Biogas dann für 6 ct/kWh<sub>th</sub> produziert werden. Wird zum Vergleich die konventionelle Wärmeproduktion mittels Erdgas betriebener Therme betrachtet, sind Kosten von knapp über 6 ct/kWh<sub>th</sub> anzurechnen.

Die **Gestehungskosten der Stromproduktion** sind aus folgender Abbildung ersichtlich:

(1) Vergütung für die Stromerzeugung; (2) zusätzliche Vergütung für die Nutzwärme durch KWK- und Technologie-Bonus; (3) zusätzliche Wärmeerlöse ergeben sich aus dem Verkauf der Nutzwärme



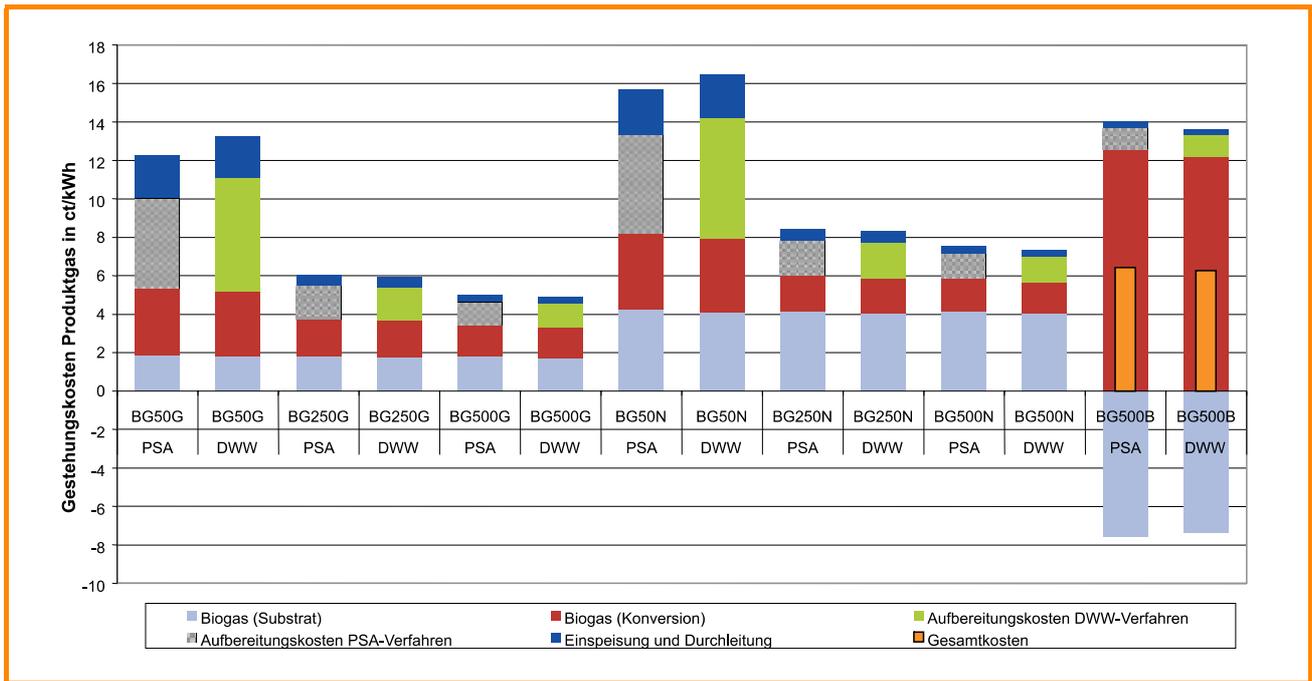


Abb. 8-2: Gesteuerungskosten des Produktgases in Erdgasqualität (Biogasproduktion, Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung)

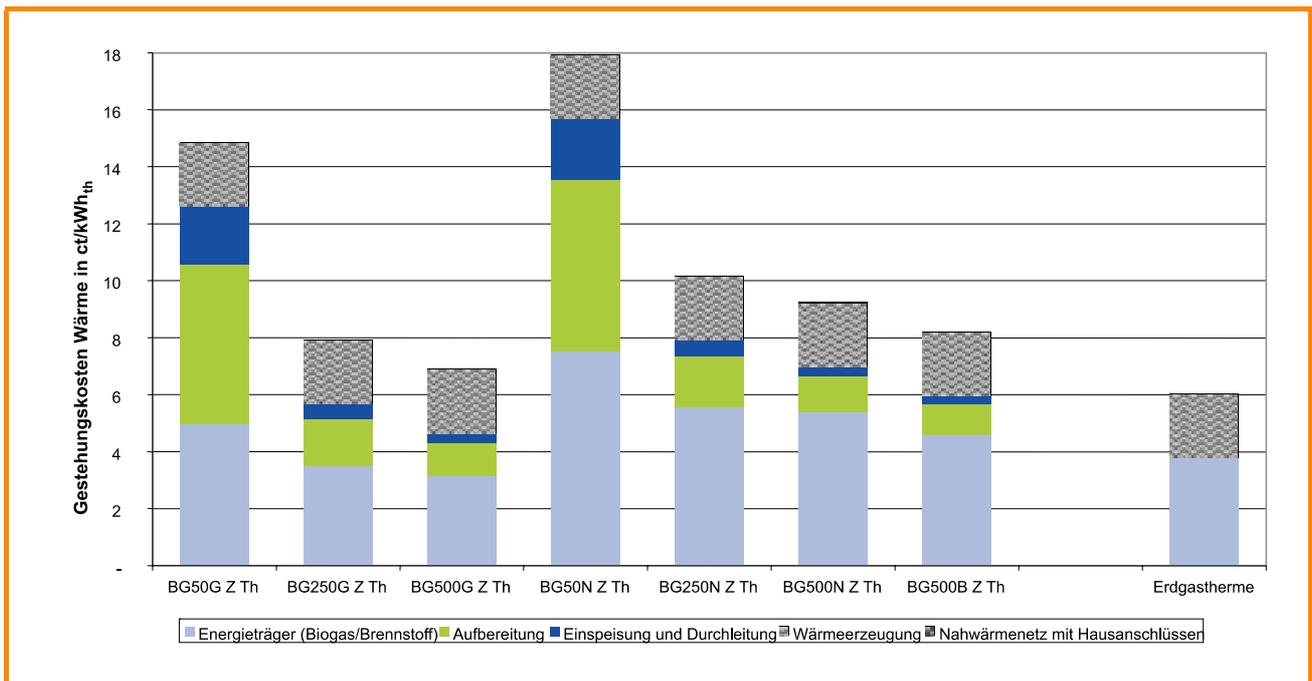


Abb. 8-3: Gesteuerungskosten der Wärmebereitstellung

Auf der linken Diagramm-Seite sind die güllebierten Biogasanlagen zu sehen. Im mittleren Teil die NaWaRo-Anlagen und rechts die Biotonne-Anlage. Es sind jeweils zwei Blöcke pro Anlage dargestellt. Der linke Block stellt die Kosten der Biogasproduktion, der Aufbereitung, der Einspeisung und der zentralen Nutzung dar. Jeweils rechts davon ist die dezentrale Nutzung des Biogases in einem BHKW dargestellt.

An den farbigen Markierungen sind die reine Stromvergütung nach EEG (einschl. NaWaRo- und ggfs. Innovationsbonus, schwarz), die EEG Vergütung bei der Mit-Nutzung von 20 % Wärme (rot) und die zusätzlichen Erlöse, die sich aufgrund der höheren Wärmenutzung bei zentraler Gasnutzung (80 % Wärme, grün) ergeben, zu erkennen. Dem Diagramm sind somit die lukrativsten Pfade zur Stromproduktion zu entnehmen.

Die Kosten der Stromproduktion liegen bei den kleinen Biogasanlagen (50 m<sup>3</sup>/h) und dezentraler Nutzung bei 22 ct/kWh<sub>el</sub> (Gülle-Anlage) bis über 30 ct/kWh<sub>el</sub> (NaWaRo-Anlage). Die Kosten der Gasaufbereitung liegen bei den kleinen Anlagengrößen bei 17,8 bzw. 19 ct/kWh<sub>el</sub> (Gülle, NaWaRo). Somit ist deutlich, dass die aufwändige Gasaufbereitung bei einem Volumenstrom von 50 m<sup>3</sup>/h nicht wirtschaftlich ist. Mit zunehmender Biogasproduktion sinken die spezifischen Kosten. Die Gülle-Anlagen sind ab einem Biogas-Volumenstrom von 250 m<sup>3</sup>/h wirtschaftlich betreibbar.

Im Fall der NaWaRo-Anlagen halten sich bei dezentraler BHKW-Nutzung Kosten und EEG-Erlöse in etwa die Waage. Diese Anlagen können dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn das Eingangssubstrat günstig bereit gestellt werden kann (z. B. die Maissilage deutlich unter 30 €/t). Ob die Gasaufbereitung und Einspeisung wirtschaftlich lohnend ist, hängt hauptsächlich vom Wärmeabsatz ab. Die Kosten der Gasaufbereitung belaufen sich auf ca. 4,6–4,9 ct/kWh<sub>el</sub> bei 250 m<sup>3</sup>/h und auf 3,1–3,4 ct/kWh<sub>el</sub> bei 500 m<sup>3</sup>/h. Die Einspeisung und Durchleitung kostet ca. 1,5 ct/kWh<sub>el</sub> (250 m<sup>3</sup>/h) bzw. 0,8 ct/kWh<sub>el</sub>. Der Innovationsbonus von 2 ct/kWh<sub>el</sub> für die Gasaufbereitung auf Erdgasqualität reicht in keinem Fall aus, um die höheren Kosten auszugleichen. Nur im Einzelfall kann über höhere Wärmeerlöse die Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz wirtschaft-

lich lohnender sein, als die dezentrale BHKW-Nutzung.

Die Stromproduktion über die mit Bioabfall betriebene Biogasanlage kostet über 15 ct/kWh<sub>el</sub>, was über der EEG Vergütung liegt. Dieser Anlagentyp ist nur dann wirtschaftlich betreibbar, wenn die Entsorgungserlöse im Einzelfall über 35 €/t liegen. Die Kosten der Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz sowie der Durchleitung liegen bei 3,7 ct/kWh<sub>el</sub> und somit über dem Innovationsbonus des EEG. Nur bei hoher Wärmevergütung können die zusätzlichen Kosten durch höhere Erlöse ausgeglichen werden.

Die Gestehungskosten der Kraftstoffbereitstellung sind folgender Grafik zu entnehmen.

Auch die Kraftstoffproduktionskosten sind stark durchsatzabhängig. Die kleinen Biogasanlagen (50 m<sup>3</sup>/h) sind mit Kraftstoffgestehungskosten von über 14–17 ct/kWh nicht mit dem üblichen Erdgastankstellenpreis von 5,35 ct/kWh konkurrenzfähig. Nur die güllebasierte Anlage mit 500 m<sup>3</sup>/h ist mit 5,8 ct/kWh Kraftstoffkosten in der Größenordnung der konventionelle Tankstelle. Die NaWaRo-Anlagen liegen bei mindestens 8 ct/kWh und können somit nicht mit der Erdgastankstelle konkurrieren. Die Bioabfall-Anlage liegt mit ca. 7 ct/kWh über dem Tankstellenpreis, kann aber bei höheren Entsorgungserlösen und evtl. zukünftig steigenden Gaspreisen im Einzelfall lohnend sein.

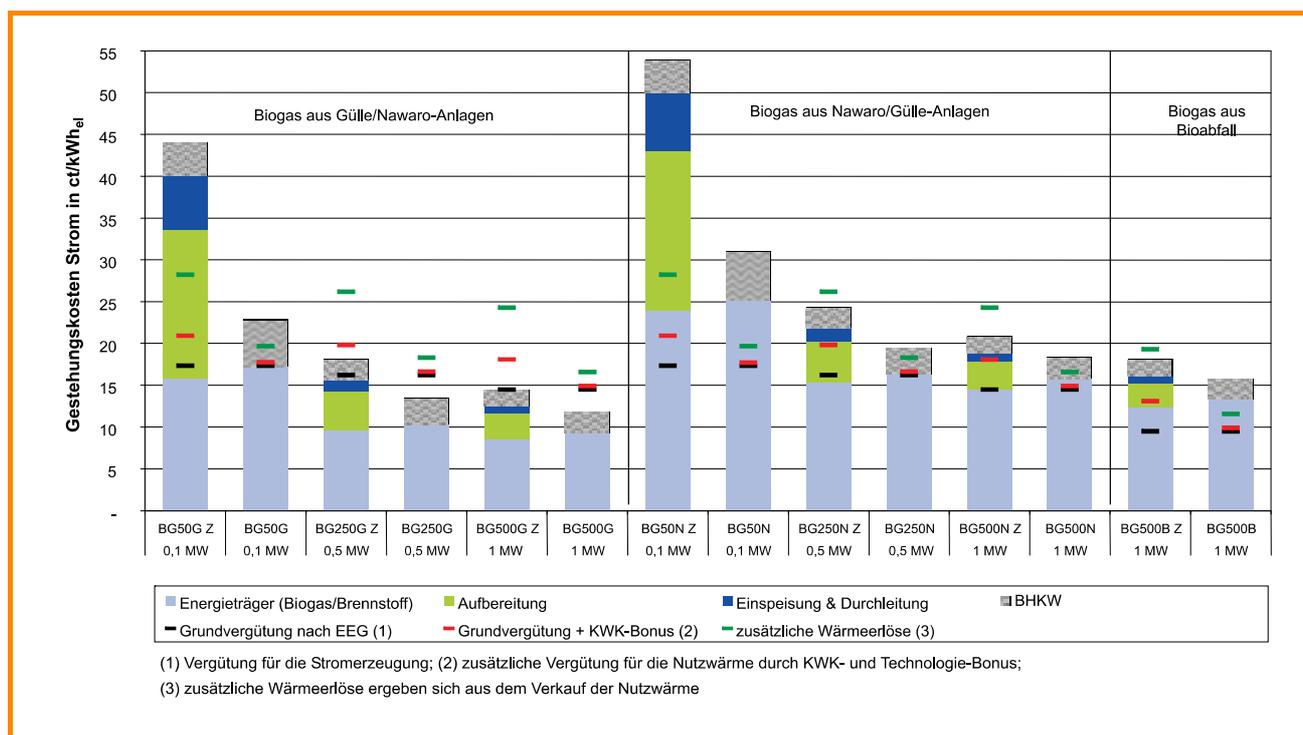


Abb. 8-4: Gestehungskosten Strom

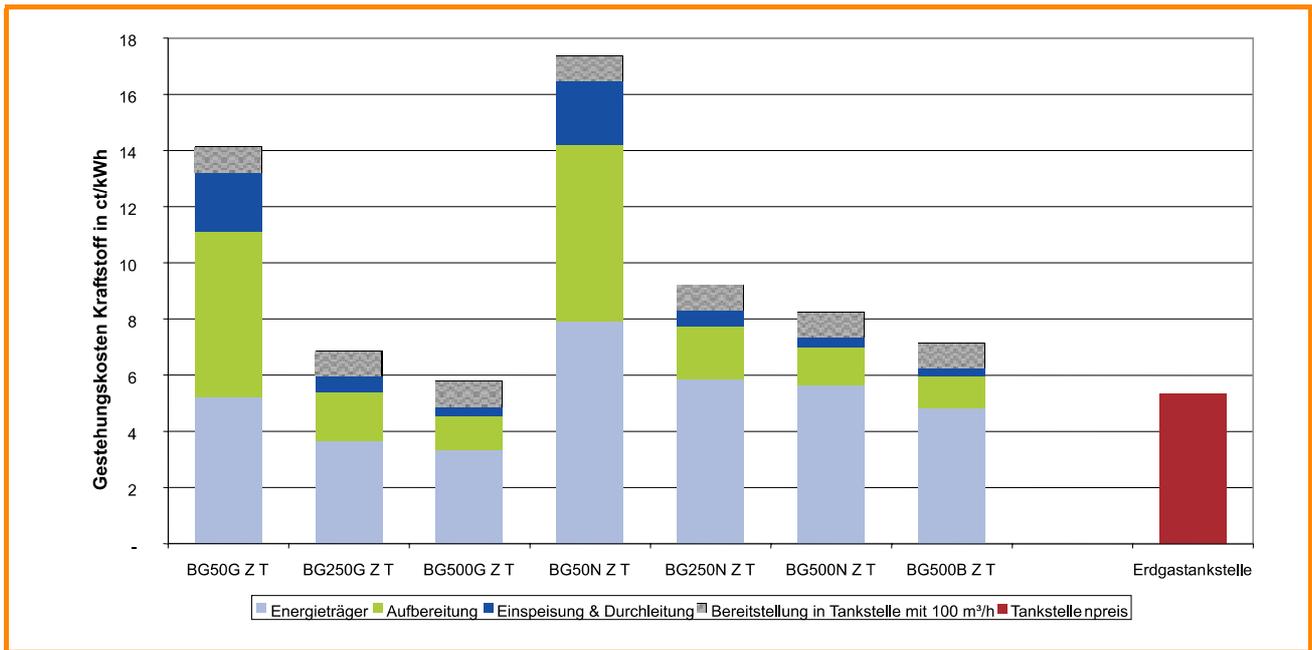


Abb. 8-5: Gesteuerungskosten der Kraftstoffbereitstellung

Zusammenfassend lässt sich der wirtschaftlichen Analyse entnehmen, dass die dezentrale Verstromung im BHKW und die Vergütung nach EEG auch weiterhin in den meisten Fällen die lukrativste Nutzungsvariante von Biogas ist. Nur im Einzelfall können die oben beschriebenen anderen Nutzungen die bessere Lösung sein. Dies gilt insbesondere für den Fall der zentralen Stromproduktion mit hohen Wärmeerlösen.

**Rechtlich** ist die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz möglich, wenn die Erfordernisse der Gasqualität erfüllt werden. Diese Gasqualitäten sind je nach Ortsnetz verschieden. Das eingespeiste Biogas darf, neben der Verwendung als Erdgas-Substitut, auch gemäß EEG vergütet werden, wenn es zur Stromproduktion verwendet wird. Dabei muss aufgrund der Äquivalent-Nutzung die Strom produzie-

rende Anlage leistungsmäßig zur eingespeisten Biogasmenge passen (Vertragliche Koppelung). Es wäre möglich, dass zum Betrieb eines größeren Kraftwerkes Verträge mit mehreren Biogasproduzenten gekoppelt werden. Wird Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und verstromt, wird die Gasnutzung neben der Grundvergütung des EEG und den üblichen Boni zusätzlich mit dem Technologiebonus von 2 ct/kWh<sub>e1</sub> vergütet. Sollte Biogas als Zusatzfeuerung in größeren, Strom produzierenden Anlagen mit verwendet werden, ist eine EEG Vergütung nicht möglich.

Sowohl das Energiewirtschafts-Gesetz als auch die Netzzugangs-Verordnung werden zur Zeit überarbeitet. Es können sich somit noch in diesem Jahr Detailänderungen der rechtlichen Situation ergeben. Die Hauptaussagen dieser Studie bleiben aber bestehen.



# Literaturverzeichnis



# 9

- /1/ ATV-DVWK-M 363 – Merkblatt: Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen. Gesellschaft zur Förderung der Abwassertechnik e.V., Hennef, 2002
- /2/ Bidlingmaier, W.: Biologische Abfallverwertung, Ulmer, Stuttgart, 2000
- /3/ Belling, E.-M.: Einsatz von Polymermembranen zur Aufbereitung von Methangas, 1994
- /4/ Brauckmann, J.: Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenteststandes. Diplomarbeit, Fraunhofer UMSICHT und FH Münster, 2002
- /5/ Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, Merkblatt zur Verwendungskontrolle nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen, Frankfurt, 2001
- /6/ Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Ernährungs- und agrarpolitischer Bericht der Bundesregierung 2004, Berlin, März 2004
- /7/ Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Nutzung von Biomasse in Kommunen, Ein Leitfaden, Berlin August 2003
- /8/ Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (2004): 125. Gasstatistik, Berichtsjahr 2003, Bonn
- /9/ Carbo-Tech, Essen, persönliche Mitteilung
- /10/ Cerbe, G.: Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. Carl Hanser Verlag, München, Wien, 1999
- /11/ DBV, Situationsbericht 2003 – Trends und Fakten zur Landwirtschaft – Frankfurt/Main, 2002
- /12/ Dichtl, N., Geschwind, S.: Technische Voraussetzungen zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz. Beitrag zur 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e. V. vom 09.–12.01.2001 in Borken (Hessen)
- /13/ DREWAG, Stadtwerke Dresden GmbH; Erdgas, Tanken leicht gemacht  
[http://www.drewag.de/de/privatkunden/drewag\\_produkte/erdgas/pk\\_dp\\_erdgas\\_kraftstoff\\_tankstellen.html](http://www.drewag.de/de/privatkunden/drewag_produkte/erdgas/pk_dp_erdgas_kraftstoff_tankstellen.html)  
April 2005
- /14/ DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2000
- /15/ Ehrenspiel, K.; Kiewert, A.; Lindemann, U.; Kostengünstig Entwickeln und Konstruieren; Kostenmanagement bei der integrierten Produktentwicklung, Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York Tokyo, 3. Auflage, 2000
- /16/ Environment Agency: Guidance on Gas Treatment Technologies for Landfill Gas Engines. Internal and External Consultation Draft, Environment Agency, Bristol, 2002
- /17/ Forkmann, S&H GmbH & Co. Umweltengineering KG: Handbuch Tropfkörperanlage/Biologische Entschwefelung, Dallgow, 2001
- /18/ Fraunhofer UMSICHT, persönliche Information von Dr. Kabasci, 2005
- /19/ Fritsche, U.; Heinz, A.; Thrän, D.; Reinhardt, G.; Baur, F.; Flake, M.; Simon, S. u. a.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Mai 2004
- /20/ Fritz, Werner; Fitzer, Erich; Emig, Gerhard: Technische Chemie; Springer Verlag, Berlin, 1992
- /21/ Gaswärme-Institut e. V. Essen, Fraunhofer Institut UMSICHT: Studie.
- /22/ Goerten, J.; Clement, E.; Statistik kurz gefasst, Gaspreise für die privaten Haushalte der EU am 1. Juli 2004, Umwelt und Energie 8/2004, Eurostat 2004
- /23/ Hartmann, Hans; Kosten der Feststoffnutzung, Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e. V., Februar 2003
- /24/ Hartmann, H., Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen Erneuerbaren Energien; Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Landwirtschaftsverlag, Münster, 2002, Band 3 (vollständige Neubearbeitung)
- /25/ Haushahn, Peter; Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Kosten der Maissilage in Bayern-Auswertung der Futterkosten 2002  
<http://www.lfl.bayern.de/ilb/pflanze/05724>  
April 2005
- /26/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.; Leipzig, 2004

- /27/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG); Leipzig Dezember, 2003
- /28/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; März 2004
- /29/ Jahraus, B.; Heinrich, P.; Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen; Betriebskosten von Bioenergieanlagen; Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Energieprojekten, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2000
- /30/ Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): – Energie aus Biomasse-; Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2001
- /31/ Kaltschmitt, M.: Biogas – Potenziale und Kosten, Kuratorium für Technik und Bauwesen, Darmstadt 1993
- /32/ Kast, W.: Adsorption aus der Gasphase. VCH Verlagsgesellschaft, Weinheim, 1988
- /33/ Knoblauch, 1982, S. 3
- /34/ KÜGVO Sachsen; Kehr- und Überprüfungsgebührenverordnung, Stand 2003
- /35/ McKinsey, S. Zicari: Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas using Cow-manure Compost. Thesis, Cornell University, USA, 2003
- /36/ Mitterleitner, J.: Stand der Technik bei Biogasanlagen. Bericht der Bayerischen Landesanstalt für Landtechnik, Freising, 2000
- /37/ Muche Anlagenbau GmbH: Angebot für eine Entschwefelungsanlage (Sulferox) für Klärgas, Fraunhofer UMSICHT, 1999
- /38/ Muche Anlagenbau GmbH: Angebot für einen drucklosen Gasspeicher, Fraunhofer UMSICHT, 1999
- /39/ Oechsner, H.; Havrda, S.: Entschwefelung von Biogas durch Eisen-(II)-sulfat. Universität Hohenheim, Landesanstalt f. landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen. Tagungsband 9. Jahrestagung des Fachverbands Biogas e. V. „Mit Biogas ins nächste Jahrtausend“ 10.– 13.02.2000, Troisdorf
- /40/ Polster, A.; Brummack, J.: Preiswerte Biogasentschwefelung an Sekundärrohstoffen. TU Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik, 2004
- /41/ Rau, B.: Großanlage oder Kleinanlage? Eine kritische Bestandsaufnahme; Biogas-Journal Nr. 2/2001; Freising; November 2001
- /42/ Rautenbach, R.; Welsch, K.: Anlage zur Aufkonzentrierung von Deponiegas auf H-Gasqualität mittels Membranen unter Berücksichtigung des H<sub>2</sub>S und CKW/Alkan/Aromaten-Problems: Schlußbericht; Förderkennzeichen BMBF 1470 447 I 8; Aachen : Inst. f. Verfahrenstechnik, RWTH Aachen, 1991
- /43/ Richter, G., Grabbert, G., Shurrab, M.: Biogaserzeugung im Kleinen. Gwf-Gas Erdgas (1999), Nr. 8, S. 528–535
- /44/ Rompf, F.: Untersuchungen zur Permeation eines Kohlendioxid/Wasserstoff-Gasgemisches und zur Sorption von Kohlendioxid unter hohen Drücken in polymeren Werkstoffen; 1996
- /45/ Schattauer, A.; Wilfert, R., Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse –; Leipzig, Dezember 2003
- /46/ Scholwin, F. et al.; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Zwischenbericht Potenziale der Biogaserzeugung und -nutzung aus industriellen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen
- /47/ Schulte-Schulze, Berndt A.: Biogasnutzung als Fahrzeugtreibstoff und zur Gaseinspeisung. Vortrag zur Aufbereitung von Biogas im Namen der Fa. „RÜTGERS CarboTech Engineering“, Essen
- /48/ Schwarzer, K.: Verdichter. Vorlesungsskript an der FH Aachen, Lehrstuhl Technische Thermodynamik
- /49/ Seime, D.: Biogasreinigung bei tiefen Temperaturen. Dissertation, TU Dresden, 1996
- /50/ Statistische Berichte, Viehbestände in den Bundesländern, Struktur der Viehhaltung, Statistische Landesämter, 2001
- /51/ Statistisches Bundesamt; STATISTISCHES JAHRBUCH 2004 Für die Bundesrepublik Deutschland; Wiesbaden, September 2004
- /52/ Swedish Gas Center: Report SGC 118 – Adding gas from biomass to the gas grid. Studie des Swedish Gas Center, Malmö, 2001
- /53/ Tentscher, W.: Informationen aus persönlichem Gespräch am 11.02.2005.
- /54/ Tentscher, W.: Was brauchen wir zur Reinigung/Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität. Vortrag auf der 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e. V. vom 29.–31.01.2002 in Borken (Hessen)
- /55/ Tretter, Dipl. Ing. H.; Harasek, Univ. Ass. Dr. M.; TU Wien; Vortrag zum Internationaler Biogas-Expertenstammtisch; Seggau 12. November 2003
- /56/ Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Gas Treating (Chapter 5) and Handling of Byproducts (Chapter 6). Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KgaA, 2000
- /57/ urbs – media GbR; Afa-Tabelle Land- und Forstwirtschaft <http://www.urbs.de/afa/change.htm?afa3.htm> Januar 2005
- /58/ Verein Deutscher Ingenieure, VDI 2067 Blatt 1; Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung, NormCD Stand März 2004 vertrauliche Information
- /59/ Vetter, G.: Verdichter – Handbuch 1. Ausgabe. Vulkan-Verlag, Essen, 1990
- /61/ Vogt, Knappe, Giegrich, Detzel; Ökobilanz Bioabfallverwertung, Untersuchung zur Umweltverträglichkeit von Systemen zur Verwertung von biologisch organischen Abfällen, DBU, Berlin 2002
- /62/ Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik. Vortrag im Rahmen des FNR-Workshops „Aufbereitung von Biogas“ vom 17./18.06.2003 in Braunschweig



- /63/ Weiß, S. (Hrsg.) u. a.: Verfahrenstechnische Berechnungsmethoden, Teil 2: Thermisches Trennen – VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1986
- /64/ Wellinger, A., Lindberg, A.: Biogas Upgrading and utilisation. IEA Bioenergy, Task 24: Energy from biological conversion of organic waste, Sailer-Druck, Winterthur
- /65/ Wilfert, R.; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Erhebung der Potenziale von organischen Stoffströmen zur energetischen Verwertung in Biogasanlagen auf dem Gebiet der Neuen Bundesländer und in Berlin; Leipzig, 2003
- /66/ Zingrefe, H., gwf Gas Erdgas 140 Nr. 5, „Neufassung des DVGW Arbeitsblattes G 260“ (1999)
- Internet**
- /67/ <http://www.activated-carbon.com/enviro.html>  
Abruf 26.01.2005
- /68/ <http://www.adi.ca/Water/h2s.html>  
Abruf 24.01.2005
- /69/ <http://www.bavaria.de/LFU/luft/biogas/biogas4.htm>  
Abruf: 16.12.2004
- /70/ <http://www.ceno-tec.de>  
Abruf 26.01.2005
- /71/ <http://www.destatis.de/>  
Stand: 28.01.2005
- /72/ <http://www.gardnerdenver.com>  
Abruf September 2004
- /73/ <http://www.gtp-merichem.com>  
Abruf 24.01.2005
- /74/ <http://www.gtp-merichem.com>  
Abruf 31.01.2005
- /75/ <http://www.gtp-merichem.com/downloads/lo-cat.pdf>  
Abruf 01/2005
- /76/ <http://www.lkvbb.de/Unternehmen/Infomat/bericht03/jab2003.pdf>  
Stand: 11.01.2005
- /77/ <http://www.lkvsachsen.de>  
Stand: 11.01.2005
- /78/ <http://www.mucheanlagenbau.de>  
Abruf 26.01.2005
- /79/ <http://www.natcogroup.com/Content.asp?t=ProductPage&ProductID=19>  
Abruf 26.01.2005
- /80/ <http://www.sattler-europe.com>  
Abruf 26.01.2005
- /81/ <http://www.silica.de>  
Abruf 26.01.2005
- /82/ <http://www.umweltueberwachung.de/>  
Stand: 15.02.2005
- /83/ <http://www.haldortopsoe.com>  
Abruf 26.01.2005
- /84/ <http://www.paques.nl>  
Abruf Januar 2005

