

# Stand des DVGW-Forschungsprogramms

## „Biogas“

Im Jahr 2007 wurde das DVGW-Forschungsprogramm „Biogas“ ins Leben gerufen. Ziel ist es, die für die Gas- und Wasserwirtschaft relevanten Aspekte der Biogasnutzung zu durchleuchten.

Die wissenschaftliche Bearbeitung der Projekte wird in Kooperation von DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Gaswärme-Institut e. V (GWI), Technologiezentrum Wasser und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) vorgenommen.

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz stellt eine innovative Möglichkeit zur Nutzung von regenerativen Energieträgern dar. Die ersten Einspeiseprojekte in Deutschland wurden erfolgreich gestartet und zahlreiche neue Vorhaben sind in Planung. Trotz der gelungenen Markteinführung sind noch viele Detailfragen zu klären. Beispielsweise stehen keine öffentlich zugänglichen Betriebsdaten von Biogaseinspeiseanlagen zur Verfügung. Es gibt zwar umfangreiche Messdaten zu den Hauptkom-

ponenten von Biogas, allerdings gibt es kaum Angaben zu Spurenstoffen wie Siloxanen oder Ammoniak, die unter Umständen Probleme bei der Einspeisung in das Erdgasnetz bereiten könnten. In Zusammenhang mit der Biogasaufbereitung und Einspeisung sind außerdem der aufbereitungsbedingte Methanschlupf und der Energieverbrauch für die gesamte Prozesskette von Interesse. Weiterhin sind verlässliche Materialdaten für Bauteile, die mit Rohbiogas dauerhaft in Kontakt kommen, erforderlich.

Um die Vielzahl offener Fragestellungen zu klären und um eine verlässliche Datenbasis bereitzustellen, wurde das DVGW-Forschungsprogramm „Biogas“ im Jahr 2007 ins Leben gerufen. Von der Arbeitsgruppe 3 des DVGW-Projektkreises „Biogas“ wurde zunächst ein mehrstufiges Konzept entwickelt (Abb. 1), das die gesamte Prozesskette von der Biogaserzeugung über die Biogasaufbereitung und -konditionierung bis zur Einspeisung und Verwendung beinhaltet.

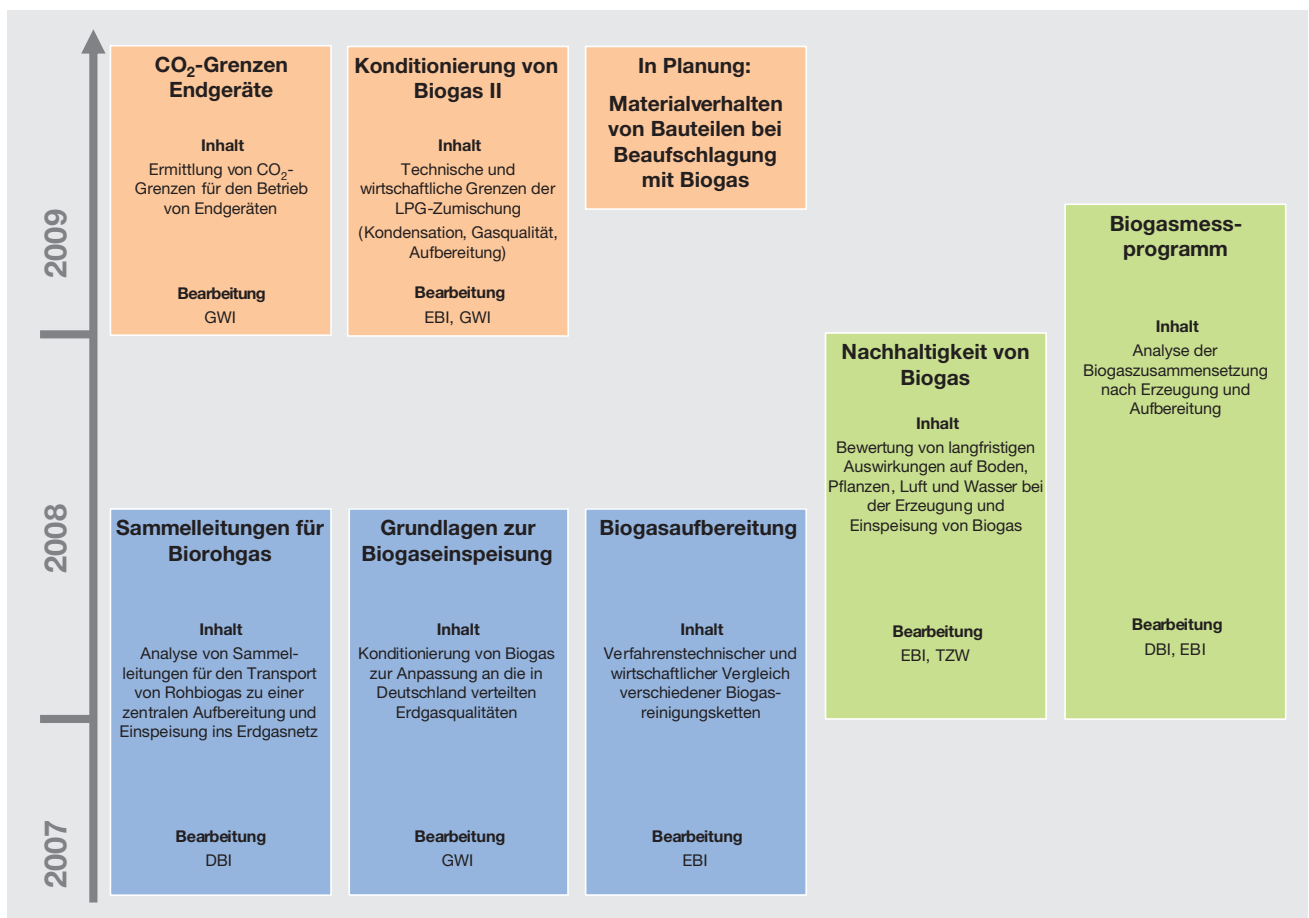


Abb. 1: Überblick über das DVGW-Forschungsprogramm „Biogas“

Quelle: EBI

In der ersten Stufe des Programms werden verfügbare Literaturdaten und Herstellerangaben zu Fragen der Birohgaszusammensetzung, Materialverträglichkeit, Biogasaufbereitung und -einspeisung sowie zur Konditionierung ausgewertet und Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese können von den DVGW-Mitgliedsunternehmen als Entscheidungshilfe, beispielsweise für die Ausgestaltung eines Reinigungskonzeptes, verwendet werden. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden in der zweiten Stufe detaillierte Untersuchungen vorgenommen. Einerseits wird an bestehenden Biogaseinspeiseanlagen ein Messprogramm durchgeführt, bei dem neben der Klärung von Qualitätsfragen (Birohgas, aufbereitetes Biogas) insbesondere der Methanschluß und der Energieverbrauch im Regelbetrieb im Fokus der Untersuchungen stehen. In einem weiteren Projekt werden Nachhaltigkeitsaspekte der Biogaseinspeisung gemeinsam von der Gas- und der Wasserseite untersucht. In der dritten Stufe des Forschungsprogramms sind u. a. auch anwendungsrelevante Themen Gegenstand der Untersuchungen. Insbesondere geht es um die Frage, ob die nach DVGW-Arbeitsblatt G 262 maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Konzentration von 6 Vol.-% erhöht werden kann, ohne dass es zu Beeinträchtigungen beim Betrieb von Gasgeräten kommt. Im Folgenden werden die Ergebnisse der 2008 abgeschlossenen Projekte vorgestellt.

### DVGW-Forschungsvorhaben G 1/06/07 „Sammelleitungen von Rohbiogas für eine zentrale Aufbereitung zur Einspeisung in Erdgasnetze“ (Bearbeitung durch DBI)

Um Biogas in das öffentliche Erdgasnetz einspeisen zu können, bedarf es der Aufbereitung. Diese ist jedoch technisch aufwändig und mit entsprechend hohen Kosten verbunden. Eine Wirtschaftlichkeit ist deshalb erst ab einer gewissen Biogasanlagengröße gegeben. Bei Biogasanlagen größerer Maßstabs erweist sich jedoch die Beschaffung der benötigten Rohstoffmengen zumeist als schwierig. In der Praxis sind somit solche Anlagen kaum anzutreffen. Kleinere Biogasanlagen (< 250 m<sup>3</sup>/h Biogasproduktion) sind dagegen in Deutschland häufig zu finden.

Eine Möglichkeit, auch das Biogas der zahlreichen kleineren Biogasanlagen einer wirtschaftlichen Einspeisung zugänglich zu machen, stellt die Errichtung eines Biogassammelleitungsnetzes dar (Abb. 2). Dieses verbindet mehrere kleine, dezentral gelegene Anlagen miteinander und führt deren

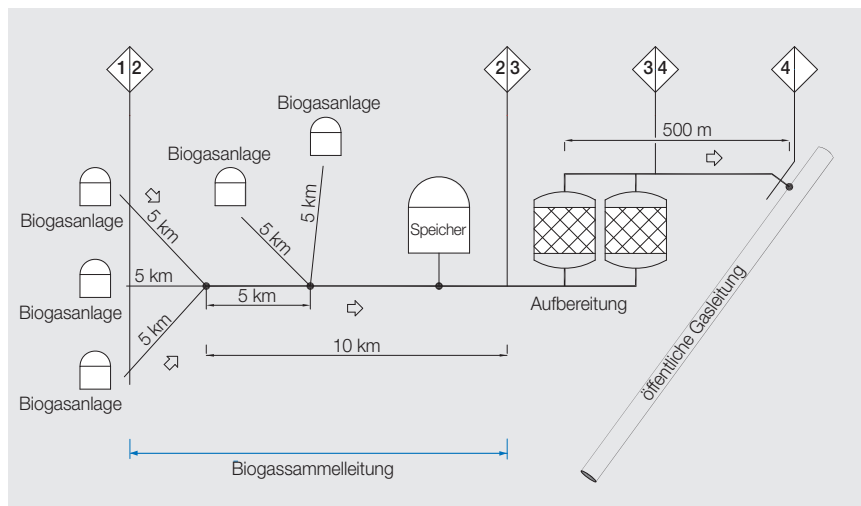


Abb. 2: Schema des Biogassammelleitungsnetzes (1|2 Übergabestelle Biogasanlage; 2|3 Eingang der zentralen Aufbereitungsanlage; 3|4 Ausgang der zentralen Aufbereitungsanlage; 4| Nachgeschaltetes System)

Quelle: DBI

Biogas in einer gemeinsamen Biogassammelleitung einer zentralen Aufbereitungs- und Einspeiseanlage und somit dem Erdgasnetz zu. Durch die Zusammenlegung kleinerer Teilbiogasvolumenströme zu einem großen Gesamtbio-gasvolumenstrom werden die spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten deutlich gesenkt.

Vor der Errichtung eines solchen Biogasnetzes sind neben der Wirtschaftlichkeit auch Fragen zur Netzkonfiguration, zur Mess- und Sicherheitstechnik sowie zum Einsatz gegenüber Biogas beständiger Materialien zu klären.

Biogase setzen sich im Wesentlichen aus Methan (37-70 Vol.-%), Kohlenstoffdioxid (24-55 Vol.-%), Stickstoff (0-20 Vol.-%) und Wasserdampf zusammen. Zudem sind in Spuren Schwefelwasserstoff, Ammoniak, Wasserstoff und weitere Verbindungen enthalten. Die genaue Biogaszusammensetzung hängt stark von den eingesetzten Rohstoffen (Gülle, NaWaRo, industrielle und häusliche Abfälle etc.) und der Fermentationstechnologie/Betriebsführung ab. Detaillierte Zusammenhänge sind jedoch insbesondere im Hinblick auf die Spurenstoffe kaum bekannt. Das derzeit laufende DVGW-Biogasmessprogramm stellt dabei einen weiteren Schritt dar, diese Zusammenhänge aufzudecken.

Nahezu alle Biogasbestandteile bis auf Methan und Stickstoff weisen korrosive bzw. korrosionsfördernde Eigenschaften auf. Anhand einer separaten Beurteilung der Biogaskomponenten kann jedoch nur bedingt auf die materialspezifische Wirkung des Gasgemisches geschlossen werden,

da sie in Kombination verstärkt oder abgeschwächt korrosiv oder alternd auf die verschiedenen Kontaktmaterialien wirken können. Insbesondere die Biogasbestandteile Schwefelwasserstoff und Ammoniak sind in Kombination mit Wasser (Rohbiogase sind wasserdampfgesättigt) als kritisch einzustufen. Nach aktuellem Wissensstand haben sich für den Transport von landwirtschaftlich erzeugtem Biogas Rohrleitungen aus Chrom-Nickel-Edelstählen sowie Polyethylen bewährt. Eine abschließende Lebensdauerprognose ist jedoch auf Grund fehlender Langzeiterkenntnisse nicht möglich.

Die erforderliche Mess- und Sicherheitstechnik ist entsprechend dem jeweiligen Aufbau des Biogassammelleitungsnetzes auszurichten. Für die Betriebssicherheit ist insbesondere das Erkennen ausströmenden Biogases von großer Bedeutung, da verschiedene Risiken von Bestandteilen des Rohbiogases ausgehen (Toxizität, Explosivität). Gaswarngeräte zur Überwachung von Betriebsräumen stellen dabei sicher, dass die Grenzwerte vor allem von Methan und Schwefelwasserstoff eingehalten werden. Alternativ kann Schwefelwasserstoff als Odorant fungieren. In diesem Falle muss aber eine Vergleichmäßigung auf niedere H<sub>2</sub>S-Gehalte vorgenommen werden.

Für den sicheren Betrieb eines Biogassammelleitungsnetzes ist es sinnvoll, eine minimale Biogasaufbereitung vorzunehmen. Dazu gehört in jedem Fall eine Trocknung auf einen Wassergehalt, der sicherstellt, dass im gesamten Leitungsnetz keine Kondensatbildung stattfindet. Weiterhin ist eine Entschwefelung wichtig, sodass bei einem Gasaustritt toxi-

**Tabelle 1: Technische Daten verschiedener Reinigungsverfahren**

Typ	Strombedarf	Wärmebedarf	Methanverlust	Methangehalt im Produktgas
Einheit	kWh/m <sup>3</sup> (Biorohgas)	kWh/m <sup>3</sup> (Biorohgas)	%	Vol.-%
DWA	0,23-0,4	-	1-3	96-98
DWW	0,24-0,4	-	1-2	96-98
Selexol	0,19-0,5	-	1-2	96-98
MEA	0,13-0,15	0,6-0,75	0,1-1	99
DEA	0,06-0,2	0,44-0,8	0,1-1	99-99,9
kryogen	0,18-0,25	-	0,1-1	98-99,99
Membran	0,35	-	2-15	85-98

Quelle: EBI

**Tabelle 2: Spezifische Kosten Gesamtprozesskette nach Fall A (H<sub>2</sub>S-Gehalt im Rohbiogas: 500 ppm)**

	Einheit	500 m <sup>3</sup> /h Rohbiogas	1000 m <sup>3</sup> /h Rohbiogas
Fe-DWW	Cent/kWh	2,21	2,01
BW-DWW	Cent/kWh	2,28	2,05
Fe-DWA	Cent/kWh	2,03	1,79
BW-DWA	Cent/kWh	2,10	1,83
Fe-DEA	Cent/kWh	1,95	1,73
BW-DEA	Cent/kWh	2,02	1,77
Fe-Glykol	Cent/kWh	2,07	1,84
BW-Glykol	Cent/kWh	2,14	1,88

Quelle: EBI

sche Konzentrationen vermieden werden. Zweckmäßig ist es, ein H<sub>2</sub>S-Band einzustellen, das einerseits eine übermäßige Korrosion vermeidet, andererseits jedoch eine geruchliche Wahrnehmung des Biogases erlaubt.

Für die Abrechnung des Biogases ist der Energieinhalt zu bestimmen. Dabei sind für die Ermittlung des Biogasbrennwertes aus wirtschaftlicher Sicht Verbrennungskalorimeter den Gaschromatographen vorzuziehen. Korrelative Systeme weisen zwar noch einen größeren Kostenvorteil auf, sind jedoch auf Grund ihrer derzeit erreichbaren Messgenauigkeit weniger geeignet.

Bei dem in Abbildung 2 vorgestellten Modell wird das Biogas direkt nach der Biogaserzeugung verdichtet und in das Biogasleitungsnetz eingespeist. Die Leitungslänge sowie der Biogasvolumenstrom bestimmen den dafür nötigen Einspeisedruck. Bei größeren Biogasströmen ist es ökonomisch günstiger, das Biogasnetz bei höherem Druck zu betreiben, anstatt größere Leitungsdurchmesser zu wählen. Die Errichtung eines Biogasspeichers, vorzugsweise in der Nähe der Auf-

bereitungsanlage, stellt den Ausgleich bei stark schwankenden Biogasmengen, z. B. bei kurzzeitigem Ausfall einer Biogasanlage, sicher. Kleinere Biogasschwankungen lassen sich in der Regel am Ort der Biogaserzeugung durch den oftmals im Fermenter befindlichen Gasspeicher (Folihaube) abpuffern.

Der notwendige Wärmebedarf ergibt sich vor allem aus der Beheizung der Fermenter und prozessabhängig am Ort der zentralen Gasaufbereitung (z. B. bei einer Aminwäsche zur CO<sub>2</sub>-Entfernung). Eine Gesamtkostenrechnung ergab, dass an beiden Orten der Einsatz eines Gaskessels zur Deckung des Wärmebedarfs am ökonomisch sinnvollsten ist, wenn die an einer Biogasanlage erzeugte Gasmenge bzw. der Gesamtbio gasvolumenstrom gering ist. Der Bezug der benötigten elektrischen Energie würde bei diesen kleinen Systemen aus dem öffentlichen Netz erfolgen. Mit steigendem Gesamtbio gasanfall wird aus wirtschaftlicher Sicht allerdings ein BHKW zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs bei der Aufbereitung zunehmend lukrativer. Am Ort der Biogaserzeugung ist ein BHKW ebenfalls nur für größere Biogasanlagen rentabel.

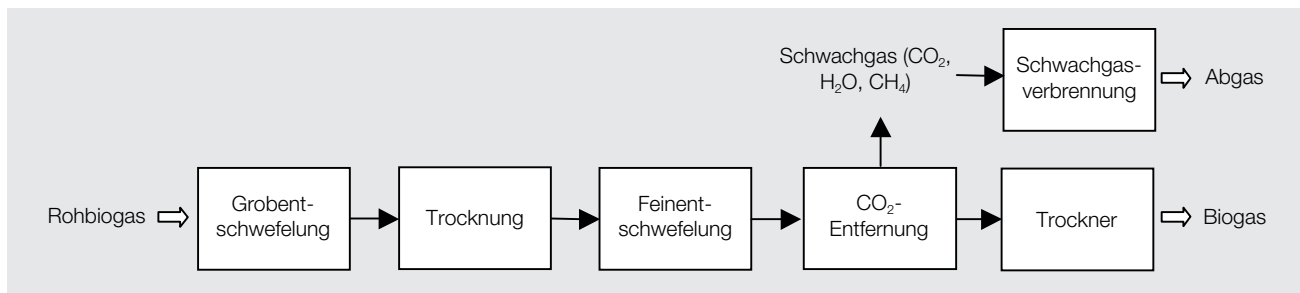
Hinsichtlich der Gestehungskosten für Biogassammelleitungen ist eine allgemein gültige Aussage schwierig, da diese insbesondere von der Leitungsnetzcharakteristik (Leitungslänge und -durchmesser, Druck, Art und Größe der Gaszwischen-speicherung) abhängen. Im Einzelfall ist somit immer zu prüfen, inwieweit der Kostennachteil aus dem Biogastransport durch die Einsparung auf Grund einer gemeinsamen Aufbereitungs- und Einspeisungsanlage neutralisiert wird.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass dezentrale Biogasnetze die Möglichkeit bieten, Biogas aus verstreut liegenden, kleineren Biogasanlagen unter wirtschaftlichen Bedingungen in das Erdgasnetz einzuspeisen. Im Vergleich zu Erdgasnetzen sind jedoch bei Biogasnetzen besondere sicherheitstechnische Anforderungen zu erfüllen, da Biogase nicht nur explosiv, sondern auch toxisch sein können. Auf Grund der Tatsache, dass die speziellen Anforderungen an Biogassammelleitungsnetze im DVGW-Regelwerk derzeit nicht erfasst werden, ist eine Ausweitung der aktuellen Regelungen auf Biogase anzustreben. Außerdem fehlen Erkenntnisse zur Haltbarkeit und Lebensdauer von Biogasnetzkomponenten. Da zu erwarten ist, dass Biogasleitungen in zunehmendem Maße verlegt werden, sind entsprechende Forschungsarbeiten notwendig.

**DVGW-Forschungsvorhaben G 1 04 07 „Verfahrenstechnische Betrachtung der Reinigung von Biogas“ (Bearbeitung durch EBI)**

Im Rahmen der Studie wurde ein Vergleich von verschiedenen Reinigungsketten zur Aufbereitung von Biogas auf Einspeisequalität angestellt. Hierzu wurde sowohl eine energetische und stoffliche Bewertung als auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgenommen. Weiterhin wurden Aspekte der Lagerung, Aufbereitung und Entsorgung notwendiger Betriebsmitteln sowie genehmigungsrechtliche Fragestellungen untersucht.

Als wesentliche Reinigungsschritte der Biogasaufbereitung können die Trocknung, die Schwefelentfernung und die CO<sub>2</sub>-Entfernung identifiziert werden. Eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Reinigungsverfahren findet sich im Abschlussbericht des Forschungsvorhabens. Es sind drei grundsätzliche Reinigungsketten zu unterscheiden, die sich im Wesentlichen durch den Ort der Entschwefelung unterscheiden. Die Reini-



Quelle: EBI

Abb. 3: CO<sub>2</sub>-Entfernung mit vorgeschalteter Entschwefelung

gungskette A basiert auf einer CO<sub>2</sub>-Entfernung mit vorgeschalteter Grob- und Feinentschwefelung. Die Reinigungskette B ist mit einer kombinierten CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>S-Entfernung und einer vorgeschalteten Grobentschwefelung ausgerüstet. Die Feinentschwefelung erfolgt im Schwachgas- bzw. im Abgasstrom. Die Reinigungskette C basiert auf einer kombinierten CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>S-Entfernung mit nachfolgender Entschwefelung des Schwachgasstromes bzw. Abgasstromes. Der Fall A (Abb. 3) ist eine zu empfehlende sichere Alternative, bei der alle CO<sub>2</sub>-Entfernungsverfahren eingesetzt werden können und bei der die geforderten Grenzwerte im Produktgas (Biogas) und im Abgas/Schwachgas eingehalten werden. Die anderen Prozessketten wurden auf Grund wirtschaftlicher, verfahrenstechnischer oder aus rechtlichen Gründen verworfen und werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Ein Großteil der Biogasanlagen wird bei Temperaturen zwischen 35 und 55 °C betrieben und muss daher beheizt werden. Die benötigte Energie für den Eigenbedarf kann extern durch Holzpellet- bzw. Holzhackschnitzelkessel bereitgestellt werden. Bei der internen Bereitstellung werden zwischen 3 und 10 Prozent der im Biogas enthaltenen Energie für den Eigenbedarf verwendet. Die Hauptenergieverbraucher bei der Aufbereitung sind die CO<sub>2</sub>-Entfernung sowie die Druckerhöhung auf Netzdruck. Die physikalischen Verfahren (z. B. Druckwechseladsorption

(DWA), Druckwasserwäsche (DWW)) benötigen auf Grund des höheren Druckes zur Sorption hauptsächlich elektrische Energie. Dagegen weisen chemische Waschverfahren (z. B. MEA, DEA) auf Grund der thermischen Regeneration des Waschmittels einen hohen thermischen Energieverbrauch auf. Die in Tabelle 1 angegebenen Daten zum Energiebedarf basieren auf Herstellerangaben und auf theoretischen Berechnungen. Der verfahrensbedingte Methanschlupf kann beispielsweise mit Hilfe eines Floxbrenners unschädlich gemacht werden.

Bei vollständiger Wärmenutzung am Ort der Biogasanlage ist die Verstromung von Biogas die energieeffizienteste Nutzungsmöglichkeit (Abb. 4). Allerdings liegen die meisten Biogasanlagen dezentral im ländlichen Raum, wo oftmals nur ein geringer Teil der vor Ort anfallenden BHKW-Abwärme genutzt werden kann. In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass die Gesamtwirkungsgrade der Prozessketten für alle betrachteten CO<sub>2</sub>-Entfernungsverfahren in einem ähnlichen Bereich liegen. Die chemische Wäsche weist mit 61,0 Prozent den niedrigsten Gesamtwirkungsgrad auf. Der Energiebedarf für die Prozessschritte Biogaserzeugung, Vortrocknung, Entschwefelung und Einspeisung verringert den Gesamtwirkungsgrad um etwa 5 Prozent.

Die spezifischen Kosten für die Biogasaufbereitung wurden auf Basis von Budgetangeboten und ausgewählten Literaturangaben berechnet. Der Investitionsaufwand für die

CO<sub>2</sub>-Entfernung einschließlich Schwachgasbehandlung und Messtechnik wurde für eine Anlagengröße von 1.000 (500) m<sup>3</sup>/h Biorohgas mit 1.400.000 (900.000) bis 1.500.000 (1.000.000) Euro abgeschätzt. Für die Grobentschwefelung wurde entweder eine Fällung im Fermenter mit Eisensalzen (Fe) oder eine zweistufige biologische Entschwefelung (BW) betrachtet. Die berechneten spezifischen Kosten liegen zwischen 1,7 und 2,3 Cent/kWh (Tab. 2). Die chemische Wäsche mit Diethanolamin (DEA) ist die günstigste, die Druckwechseladsorption die zweitgünstigste Variante. Die Kosten für elektrische Energie konnten als die wesentlichen Anteile der Betriebskosten mit ca. 40 bis 47 Prozent für die DWW, die Glykolwäsche und die DWA identifiziert werden. Bei der DEA-Wäsche belaufen sie sich nur auf ca. 17 Prozent, wobei die Bereitstellung der benötigten thermischen Energie ca. 25 bis 28 Prozent der spezifischen Kosten verursacht.

Insgesamt werden für die Aufbereitung von Biorohgas zahlreiche Verfahren kommerziell angeboten. Die Praxistauglichkeit wurde teilweise in mehreren Einspeiseprojekten nachgewiesen. Alle Verfahren haben Vor- und Nachteile und müssen individuell für jedes Einspeiseprojekt ausgewählt werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass die gesamte Aufbereitungskette inklusive der Abgasbehandlung betrachtet wird. Weiterentwicklungen sind insbesondere in der Minimierung des Methanschlupfs und des spezifischen Energieverbrauchs zu erwarten.

LPG- Zumischraten in Vol.-% zur Erreichung des Zielbrennwertes +/- 2 %				
CH <sub>4</sub> -Gehalt nach Aufber. in Vol.-%	Russland H-Gas H <sub>S,n</sub> = 10,878 - 11,322 kWh/m <sup>3</sup>	Nordsee I H-Gas H <sub>S,n</sub> = 11,956 - 12,444 kWh/m <sup>3</sup>	Nordsee II H-Gas H <sub>S,n</sub> = 12,250 - 12,750 kWh/m <sup>3</sup>	Verbund H-Gas H <sub>S,n</sub> = 11,270 - 11,730 kWh/m <sup>3</sup>
94,0	2,7 - 5,3	9,4 - 12,6	11,4 - 14,8	5,1 - 7,9
96,0	1,5 - 4,0	8,1 - 11,3	10,0 - 13,4	3,8 - 6,5
98,0	0,2 - 2,7	6,8 - 9,9	8,7 - 12,0	2,5 - 5,2
99,5	0,0 - 1,8	5,8 - 8,9	7,7 - 11,0	1,6 - 4,2

Quelle: GWI

**G1 05 07 „Erarbeitung wissenschaftlicher Grundlagen zur Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze“ (Bearbeitung durch GWI)**

Das Ziel der Studie war es, schematisierte Handlungsempfehlungen für die regelkonforme Einspeisung von aufbereitetem, kon-

ditioniertem Biogas in Erdgasnetze zu erstellen. Ausgehend von der Beschaffenheit der in Deutschland verteilten L- und H-Gase wurde berechnet, welche Beschaffenheit und verbrennungstechnische Kenndaten aufbereitetes Biogas mindestens haben muss, damit es als Austauschgas verteilt

werden kann. Bei den Berechnungen wurden die anzuwendenden Gesetze, technischen Regeln und Verordnungen, Abrechnungsmodalitäten und die zu beachtenden physikalisch-technischen Bedingungen berücksichtigt. Die Gasversorgungsunternehmen (GVU) und Anlagenbetreiber können mit Hilfe der erstellten Diagramme bereits in der Planungsphase die Einspeisemöglichkeiten und -anforderungen bestimmen. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zur Konditionierung von aufbereitetem Biogas mit LPG und/oder Luft zur Erreichung der in dieser Studie untersuchten Grundgasbeschaffenheiten wird wie folgt angegeben.

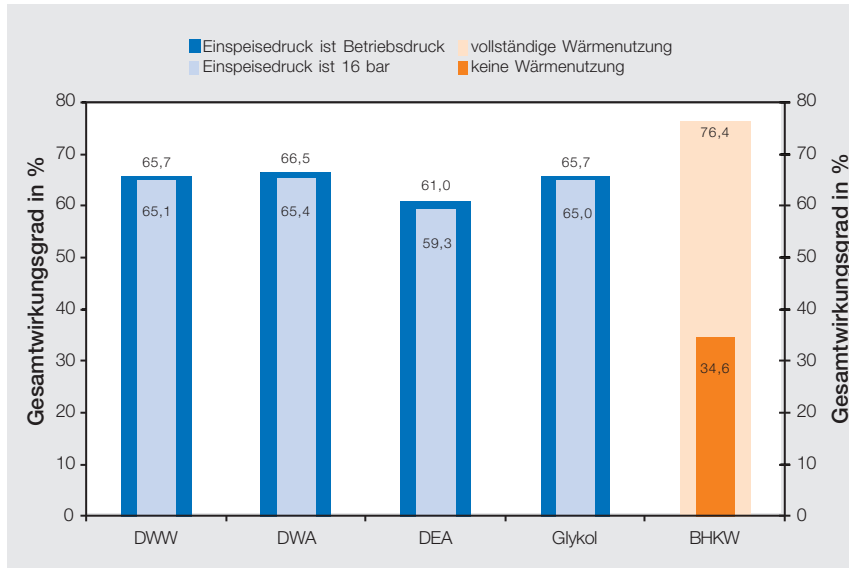


Abb. 4 Vergleich Gesamtwirkungsgrade der Prozessketten A und der BHKW-Nutzung vor Ort im Winterbetrieb (Betriebsdruck DWW = 10 bar, Betriebsdruck DWA = 4 bar, Betriebsdruck DEA = 1 bar, Betriebsdruck Glykol = 7 bar)

Quelle: EBI

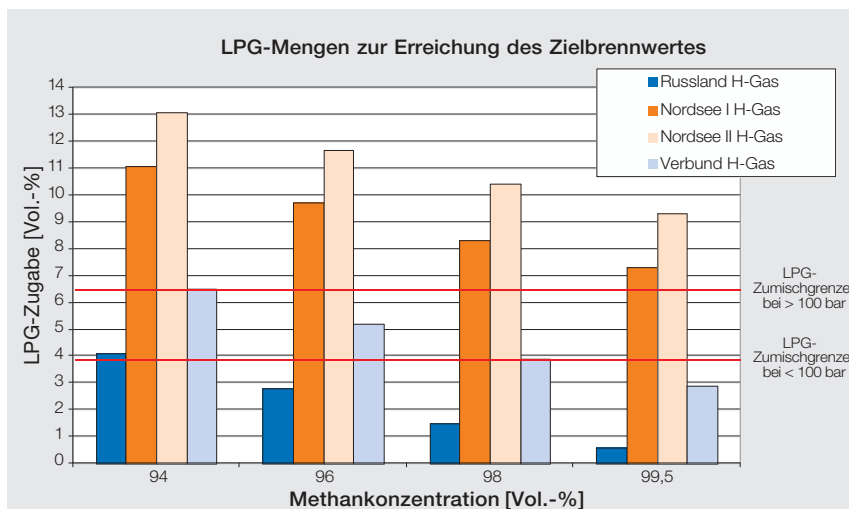


Abb. 5 LPG-Zumischraten zur Erreichung des Zielbrennwertes

Quelle: GWI

Luftzumischrate in Vol.-% zur Erreichung des Zielbrennwertes +/- 2 %		
CH <sub>4</sub> -Gehalt nach Aufber. in Vol.-%	Holland I L-Gas H <sub>S,n</sub> = 9,604 - 9,996 kWh/m <sup>3</sup>	Weser Ems L-Gas H <sub>S,n</sub> = 9,653 - 10,047 kWh/m <sup>3</sup>
94,0	4,1 - 8,2	3,6 - 7,7
96,0	6,3 - 10,5	5,8 - 10,0
98,0	8,5 - 12,8	8,0 - 12,3
99,5	10,2 - 14,6	9,7 - 14,0

Quelle: GWI

**Konditionierung H-Gas**

Tabelle 3 zeigt die in der Studie ermittelten Zumischraten für LPG zur Erreichung des entsprechenden Zielbrennwertbandes. Mit den angegebenen LPG-Mengen wird abhängig von den jeweiligen Methan-Ausgangskonzentrationen das komplette Brennwertband der jeweiligen Grundgasqualität mit einigen Einschränkungen abgedeckt. Für die praktische Umsetzung der aufgeführten LPG-Zumischraten sind die Grenzwerte nach der Anwendung und Anwendbarkeit der SGERG88- und AGA8-Verfahren und die daraus resultierenden maximalen Zumischraten zu beachten. Durch diese nach DVGW-Arbeitsblatt G 486-B2 vorgegebenen Grenzwerte kann das obere Brennwertband bei höheren Drücken nicht in jedem Fall erreicht werden. Bei der maximal zulässigen LPG-Zumischung ist ein Brennwert von 11,361 kWh/m<sup>3</sup> bei Drücken über 100 bar und 12,075 kWh/m<sup>3</sup> bei Drücken kleiner 100 bar einstellbar. Ferner ist die Verfügbarkeit geeigneter Messtechnik für höhere Flüssiggasanteile beschränkt. Bei hohen Aufbereitungsgraden kann unter Umständen auch die untere Brennwertgrenze für H-Gas aus Russland nicht erreicht werden. Beispielsweise liegt bei einem Methangehalt von 99,5 Vol.-% nach der Aufbereitung bereits ein H-Gas mit einem Brennwert von 11,009 kWh/m<sup>3</sup> vor. **Abbildung 5** zeigt die notwendigen Zumischraten zur Erreichung der entsprechenden H-Gas-Beschaffenheit. Ebenfalls abgebildet sind die Grenzwerte für die maximale Propan-Konzentration nach DVGW-Regelwerk G 486 Beiblatt 2 Anhang B. Die notwendigen Zumischraten für Nordsee I bzw. Nordsee II H-Gase liegen für alle Aufbereitungsgrade oberhalb dieser Grenzwerte.

**Konditionierung L-Gas**

Untersucht wurden vier verschiedene L-Gas-Zielbeschaffenheiten. Dazu wur-

**Tabelle 5: Luftzumischung in Abhängigkeit der LPG-Zugabe und der Methankonzentration für Holland-II-L-Gas und Verbund L-Gas**

CH <sub>4</sub> -Gehalt nach Aufbereitung in Vol.-%		LPG-Zugabe in Vol.-%									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Holland-II-L-Gas H <sub>S,n</sub> = 9,996 - 10,404 kWh/m <sup>3</sup>	94	2 - 4	3 - 5	4 - 7	5 - 8	7 - 10	9 - 12	10 - 14	12 - 16	14 - 16	15 - 16
	96	5 - 5	6 - 7	7 - 9	7 - 11	9 - 12	11 - 14	12 - 16	14 - 16	16 - 16	-
	98	-	9 - 9	10 - 11	10 - 13	11 - 15	13 - 15	14 - 16	16 - 16	-	-
	99,5	-	11 - 11	12 - 13	12 - 15	13 - 15	14 - 15	16 - 16	-	-	-
Verbund L-Gas H <sub>S,n</sub> = 10,055 - 10,465 kWh/m <sup>3</sup>	94	2 - 3	3 - 5	4 - 7	5 - 8	7 - 10	9 - 12	10 - 14	12 - 16	14 - 16	15 - 16
	96	5 - 5	6 - 7	7 - 9	7 - 11	9 - 12	11 - 14	12 - 16	14 - 16	16 - 16	-
	98	-	9 - 9	10 - 11	10 - 13	11 - 15	13 - 15	14 - 16	16 - 16	-	-
	99,5	-	11 - 11	12 - 13	12 - 15	13 - 15	14 - 15	16 - 16	-	-	-

Quelle: GWI

den je zwei Gemische mit Luft und mit einer Kombination aus Luft und LPG berechnet. **Tabelle 4** zeigt zusammenfassend die Zumischraten, bei denen ein zielbrennwertorientiertes Gemisch für die niedrigkalorischen L-Gase möglich ist. Auf Grund der 6 Vol.-%-Grenze für den CO<sub>2</sub>-Gehalt ist eine Luftzugabe erforderlich, um den Wobbe-Index unter 13 kWh/m<sup>3</sup> zu halten. Ohne Luftzumischung wird die Wobbe-Index-Grenze bei einem Methananteil von 92,8 Prozent erreicht. Ab einem Brennwert von ca. 10,24 kWh/m<sup>3</sup> ist eine Flüssiggaszugabe erforderlich. Da die Luftzumischung natürlich auch den Brennwert reduziert, ist ein hoher Aufbereitungsgrad für den L-Gas-Fall nicht sinnvoll.

Für hochkalorische L-Gas-Gemische (Zielbeschaffenheit nach Holland II und Verbund L-Gas) werden Luft und LPG für die Konditionierung verwendet. **Tabelle 5** zeigt die LPG-Zumischraten mit den dazugehörigen Luftzumischraten, die notwendig sind, um den Brennwertbereich (+/-2 Prozent) zu erreichen.

Bei den blau hinterlegten Feldern ist keine regelkonforme Kombination aus Luft- und LPG-Zumischung möglich. Bei steigender LPG-Zumischung wird die notwendige

Luftzugabe durch die maximale O<sub>2</sub>-Konzentration im Gemisch von 3 Vol.-%-Prozent begrenzt. Bei zu geringer LPG-Zugabe kann nur der untere Brennwertbereich abgedeckt werden. Die breiteste Abdeckung des Brennwertbandes liegt dazwischen und ist durch die größere Bandbreite der Luftzumischung gekennzeichnet.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei der Einspeisung in Netze, in denen niederkalorische L-Gase zur Verteilung kommen, hohe Aufbereitungsgrade nicht sinnvoll sind – es sei denn, es ist zukünftig eine Umstellung auf H-Gas geplant. Bei Netzen, in denen L-Gase mit höheren Brennwerten verteilt werden, ist es sinnvoll, den Aufbereitungsgrad so zu wählen, dass für die Regelung der Konditionieranlage genügend Spielraum bleibt. Wenn abschließend geklärt ist, ob etwas höhere CO<sub>2</sub>-Konzentrationen nicht zu Beeinträchtigungen der Anwendungstechnik führen, kann die Luftzugabe evtl. entfallen. Für H-Gas ist unter Berücksichtigung von Kondensation höherer Kohlenwasserstoffe und von motorischen Anwendungen für den oberen Brennwertbereich noch zu prüfen, ob es technisch-wirtschaftliche Möglichkeiten ohne Beeinträchtigungen gibt. Dies wird 2009 in den Projekten aus Abbildung 1 geklärt.

**Autoren:**

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf  
Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH)  
Gastechnologie  
Engler-Bunte-Ring 1  
76131 Karlsruhe  
Tel.: 0721 96402-21  
Fax: 0721 96402-13  
E-Mail: graf@dvwg-ebi.de  
Internet: www.dvwg-ebi.de

Dipl.-Wi.-Ing. Ronny Erler  
Dipl.-Geoökol. Sylvia Petzold  
DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH  
Freiberg  
Halsbrücker Str. 34  
09599 Freiberg  
Tel.: 03731 4195-328  
Fax: 03731 4195-319  
E-Mail: ronny.erler@dbi-gti.de  
Internet: www.dbi-gti.de

Dipl.-Ing. Frank Burmeister  
Dipl.-Ing. Janina Senner  
Gaswärme-Institut e. V. Essen  
Hafenstr. 101, 45356 Essen  
Tel.: 0201 3618-245  
Fax: 0201 3618-238  
E-Mail: burmeister@gwi-essen.de  
Internet: www.gwi-essen.de

**Versuchen Sie es doch mal mit einem Klassiker ...**

Sonderdrucke für Ihren Messestand, als Auslage in Ihren Firmenräumen und als Give-away bei Kundenanfragen. Wir beraten Sie gerne!

wvgw mbH • Barbara Bärwolf • 0228 9191-435 • baerwolf@wvgw.de

