

# Netzeinspeisung regenerativ erzeugter Gase – Erfahrungswerte und Rahmenbedingungen



Quelle: DOC RABE Media – Fotolia.com

**Bis 2020 sollen jedes Jahr **sechs Milliarden Nm<sup>3</sup> Biogas** in die deutschen Versorgungsnetze eingeleitet werden. Gegenwärtig sind entsprechende Einspeiseanlagen aber eher noch eine Ausnahme. Und das, obwohl es im Bereich der anaerob vergorenen sowie der Klär- und Faulgase bereits **verlässliche Erfahrungswerte** und ein umfangreiches Regelwerk gibt.**

Ein wesentliches Ziel des zur Jahrtausend-  
wende in Kraft getretenen Erneuerbare-Ener-  
gien-Gesetzes (EEG) ist es, den regenerativ er-  
zeugten Stromanteil im Netz zu erhöhen. Im  
Jahr 2020 soll dieser demnach 35 Prozent be-  
tragen. Analog dazu wird erneuerbare Energie  
künftig auch im Gasnetz eine größere Rolle  
spielen. Laut der Verordnung über den Zugang  
zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) sollen mit  
Start der neuen Dekade jedes Jahr sechs Milli-  
arden Nm<sup>3</sup> Biogas in die Erdgasnetze einge-  
speist werden (Abb. 1). Nach dem heutigen  
Stand der Technik wären rund 2.000 entspre-  
chende Biogas-Einspeiseanlagen vonnöten,  
um diese ehrgeizige Zielvorgabe umzusetzen.  
Ende 2011 gab es in Deutschland aber erst 77  
Einrichtungen, über die lediglich 0,28 Milli-  
arden Nm<sup>3</sup> regenerativ erzeugtes Gas in die  
Versorgungsnetze einfließen konnte, so der  
Biogasmonitoring-Bericht der Bundesnetz-  
agentur. Im Verlauf des letzten Jahres sind  
zwar rund 30 Einspeiseanlagen hinzugekom-

men, dennoch bestehen Zweifel, ob das im Jahre 2008 definierte Ziel bei dieser Ausbaugeschwindigkeit bis 2020 erreicht werden kann.

Der weitaus größte Teil des in der Bundesrepublik in rund 7.000 Anlagen produzierten Biogases wird für die Stromerzeugung eingesetzt. Dagegen ist die Aufbereitung und Einleitung von Biomethan in lokale Versorgungsnetze noch eine verhältnismäßig junge Technologie. Dennoch existieren rund um die Biomethan-Einspeisung bereits viele Regelungen. Anlagenbauer wie CeH4 technologies konnten in den letzten Jahren bereits umfangreiche Erfahrungen in diesem Bereich sammeln und Standards mitdefinieren.

### Rahmenbedingungen für den Netzanschluss

Wenn ein Produzent Gas einspeisen möchte, muss seine Produktionseinrichtung über eine Aufbereitungs- und Einspeiseanlage mit dem Erdgasnetz verbunden werden. Die Bedingungen für den diskriminierungsfreien Netzzugang und die entsprechende Verfahrensweise sind in der GasNZV geregelt. Die Kosten für den Anschluss, inklusive der notwendigen Gasdruck-Regelmessanlagen, Verdichter und eichfähigen Apparaturen zur Mengenermittlung, muss der Netzbetreiber zu 75 Prozent übernehmen. Der künftige Erzeuger trägt nach § 33 GasNZV ein Viertel der notwendigen Aufwendungen, höchstens aber 250.000 Euro. An

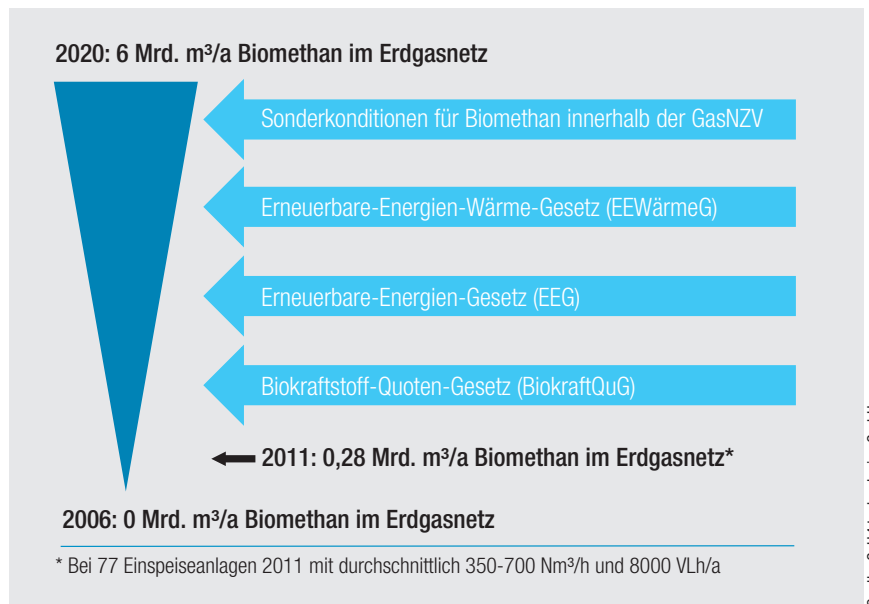


Abb. 1: Laut der GasNZV sollen ab 2020 jedes Jahr sechs Milliarden Nm³ Biogas in die Erdgasnetze eingespeist werden.

gleicher Stelle legt die Verordnung auch eine klare Terminabfolge vom Antrags- eingang bis zur Realisierung des Anschlusses fest. Der Gesetzgeber verpflichtet die Netzbetreiber hier auch dazu, für eine 96-prozentige Verfügbarkeit der Einspeiseanlagen zu sorgen.

Laut § 34 GasNZV müssen Netzbetreiber Einspeiseverträge vorrangig mit Erzeugern von Biogas abschließen. Unter den Begriff „Biogas“ fallen laut § 3, Absatz 10c im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG):

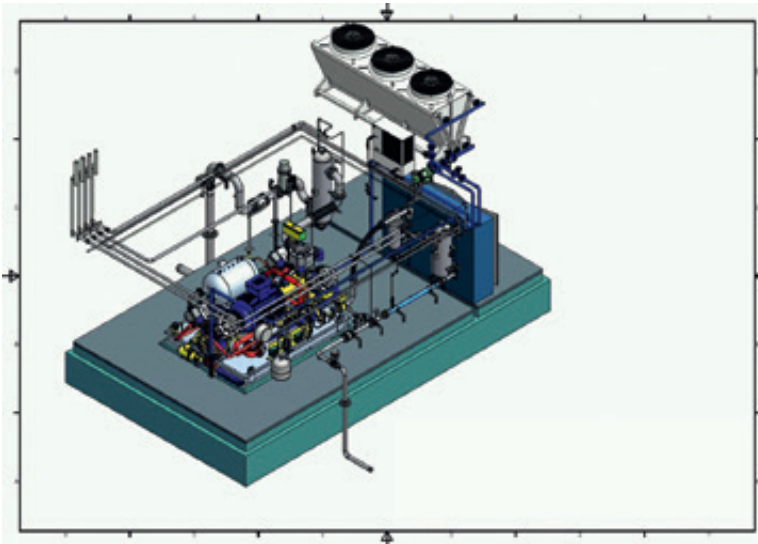
- Biomethan
- Gas aus Biomasse
- Deponiegas
- Klär- und Grubengas

- durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff
- unter bestimmten Bedingungen: synthetisch erzeugtes Methan

Der Erzeuger muss zudem Biogas anliefern, das den in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 (Stand 2007) definierten Anforderungen entspricht. Verwehren können die Infrastrukturbetreiber den Zugang für Biogasproduzenten nur, wenn seine Realisierung technisch oder wirtschaftlich unzumutbar wäre. Zu geringe Netzkapazitäten sind nach der GasNZV ausdrücklich kein Grund, den Antrag abzulehnen. In diesem Fall muss der Betreiber sein Netz ausbauen oder in vorgelagerte Netze rückspeisen.

Tabelle 1: Für die Aufbereitung von Biomethan gibt es verschiedene Verfahren.

Ziel	Verfahrensprinzip	Verfahrensvariante	Trenneffekt
CH <sub>4</sub> -Anreicherung durch Kohlendioxidabsplaltung	Wäsche	Physikalische Absorption Druckwasserwäsche (DWW)	Lösen von Gasen in einer Flüssigkeit CO <sub>2</sub> physikalisch gelöst in Wasser
		Chemische Absorption Polyglykoetherlösung (Selexol/Genosorb)	
	Trockenreinigungsverfahren	Chemische Absorption Mono- oder Diethanolamin-Bad (MEA/DEA)	Binden von Gasen an einen Feststoff Bei erhöhtem Druck wird CO <sub>2</sub> am Molekularsieb schneller absorbiert als CH <sub>4</sub>
		Adsorption Druckwechselabsorption (PSA)	
Gastrennung mittels Membranen		Polymermembran	unterschiedliche Durchlässigkeit Unter hohem Druck ist die Membran für CO <sub>2</sub> durchgängiger als CH <sub>4</sub>



Quelle: CeH4 technologies GmbH

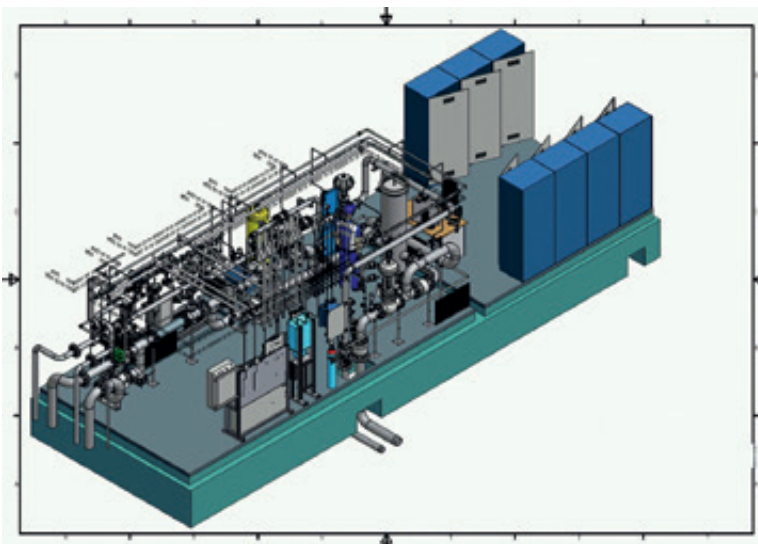
**Abb. 2:** Für Verdichter schreibt die EU eine CE-Kennzeichnung nach der EG-Maschinenrichtlinie (MRL) vor.

### Bau von Biogas-Einspeiseanlagen

Planung, Bau und Betrieb von Gasanlagen sollen in Deutschland immer durch entsprechend zertifizierte Unternehmen erfolgen. Das EnWG verpflichtet alle Hersteller dazu, die anerkannten Regeln der Technik nach DVGW-Regelwerk einzuhalten. Beim Bau von Anlagen zur Einspeisung regenerativ erzeugter Gase besitzt aktuell die Technische Regel VP 265 und deren Verweise auf angrenzende Dokumente verpflichtenden Charakter. Sie bildet zwar nur eine vorläufige Prüfgrundlage, wird aber gegenwärtig auf Basis der zwischenzeitlich gemachten Erfahrungen überarbeitet und demnächst in das DVGW-Merkblatt G 265 überführt.

**Abb. 3:** Vor Inbetriebnahme einer Einspeiseanlage muss ein Sachverständiger überprüfen, ob alle Komponenten korrekt montiert und installiert wurden.

Für den bisher wenig erschlossenen Bereich der Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze muss das vorhandene Technische Regelwerk an einigen Stellen ergänzt und teilweise auch



Quelle: CeH4 technologies GmbH

neu erstellt werden. An vielen Stellen ist es möglich, Analogien zu bilden. Planer sollten aber immer darauf achten, ein geeignetes Material auszuwählen. Besonders wichtig: Soll Wasserstoff in ein Gasnetz eingespeist werden, muss auch das hier bereits verbaute Material auf eine entsprechende Verträglichkeit geprüft werden.

Unter den Bauteilen einer Biogas-Einspeiseanlage nehmen Verdichter wie auch vergleichbare Komponenten eine Sonderstellung ein (Abb. 2). Für sie schreibt die EU nämlich eine CE-Kennzeichnung nach der EG-Maschinenrichtlinie (MRL) vor. Biogas-Einspeiseanlagen sind genehmigungspflichtige Anlagen nach dem EnWG. Vor Inbetriebnahme muss ein Sachverständiger nach der DVGW-Prüfgrundlage VP 265 deshalb überprüfen, ob alle Komponenten korrekt montiert und installiert wurden, ob die Aufstellungsbedingungen einen sicheren Betrieb gewährleisten und ob die Anlage ordnungsgemäß funktioniert (Abb. 3). Soll nach Fertigstellung der Anlage in ein H-Gas-Netz eingespeist werden, wird beim Bau der Anlage auch die Bundes-Immissionsschutzverordnung relevant. Denn wenn der Brennwert mit Flüssiggas (LPG) angepasst wird, müssen Flüssiggaslager beantragt und genehmigt werden. Bei Anlagen ohne LPG-Konditionierung gilt lediglich das Baurecht in Verbindung mit dem EnWG.

### Stand der Technik

Nach dem EnWG § 3, Absatz 10c fällt unter den Begriff „Biomethan“ auch im Power-to-Gas-Verfahren erzeugter Wasserstoff. Anders als bei der bereits weiter verbreiteten Einspeisung von Biomethan befindet sich die Einleitung von Wasserstoff in Gasnetze noch in der Erprobungsphase. Derzeit wird davon ausgegangen, dass eine Beimischung von Wasserstoff im unteren Prozentbereich problemlos möglich ist. Die DIN 51624 etwa, die die Anforderungen an den in Erdgasfahrzeugen verwendeten Kraftstoff definiert, gibt einen Wasserstoff-Grenzwert von 2 %-Vol. an. Je nach Anwendungstechnik beim Endverbraucher und vor Erdgasspeichern ist unter Umständen aber auch nur eine Beimischung von 1 %-Vol. zulässig. Leider sind noch nicht alle Prozessgaschromatografen in der Lage, den Wasserstoffgehalt zu messen. Gerade wenn Wasserstoff dezentral an mehreren Stellen eingespeist wird, lässt sich die Einhaltung notwendiger

Grenzwerte im Gesamtnetz nur schwer kontrollieren. Vor diesem Hintergrund und im Hinblick auf eventuelle H<sub>2</sub>-Unverträglichkeiten in bestehenden Erdgasnetzen erscheint die Methanisierung des gewonnenen Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub> als sinnvolle Alternative. Das sogenannte Verblenden ist eine weitere Lösungsvariante: Hierbei wird der Wasserstoff in speziell dafür vorgesehenen Anlagen mit Methan versetzt, damit ein Gasgemisch mit unproblematischer H<sub>2</sub>-Konzentration ins Netz eingespeist werden kann. Ein weiterer Denkansatz, der vor allem in Ballungsräumen mit industriellen Großverbrauchern Vorteile bringen würde, ist das Sammeln des im Elektrolyseverfahren erzeugten Gases in speziell dafür ausgelegten Wasserstoffnetzen. In diesem Zusammenhang besonders interessant: Über das Power-to-Gas-Verfahren lassen sich, wenn auch mit Verlusten, Stromüberproduktionen als Gas speichern, aus dem dann wieder Elektroenergie werden kann.

Mittlerweile wird in Deutschland fast ausschließlich die Einspeisung von Gasen aus nachwachsenden Rohstoffen sowie von Klär-

und Faulgasen praktiziert. In ihnen wird das von CO<sub>2</sub> und Schwefel gereinigte und getrocknete Rohbiogas zunächst auf die vorgeschriebene Konformität mit den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 überprüft. Die hierbei verwendeten Analysegeräte und Gaschromatografen (PGC) wurden in jeder Anlage speziell für den jeweiligen Anwendungsfall entwickelt und zugelassen. Der abrechnungsrelevante Brennwert wird ebenfalls per PGC mit eichrechtlicher Genauigkeit erfasst. Um die Prozessstabilität der Brennwertregelung zu gewährleisten, laufen parallel zur Konditionierung kontinuierliche Standard-Analysegeräte.

Der Konditionierungsprozess gestaltet sich abhängig vom Versorgungsnetz, an das die Anlage angeschlossen ist: Bei der Einspeisung in H-Gasnetze wird LPG beigemischt, um den Brennwert des Biomethans anzuheben. Je nachdem, welcher Brennwert erzielt werden soll, variieren auch die Propan- und Butananteile im zuzuführenden Flüssiggas. Für die Einführung des Biomethans in L-Gasnetze muss sein Brennwert dagegen gesenkt werden.





## 8th Pipeline Technology Conference

18.-20. März 2013, Hannover

Europa's führende Konferenz  
für neue Pipelintechologien





Mehr Informationen und Programm unter [www.pipeline-conference.com](http://www.pipeline-conference.com)



Euro Institute for Information and Technology Transfer







NTD Systems & Services





CONSULTING ENGINEERS







GETTING LEAD SECTION



The Gas Wheel





EUROPEAN PIPELINE RESEARCH GROUP





Pipeline Research Council International







Vulkan Verlag









Quelle: CeH4 technologies GmbH

**Abb. 4:** Moderne Einspeiseanlagen arbeiten mittlerweile mit sogenannten Tandemverdichtern, die auf einem Chassis und mit einem Antrieb mehrere Verdichterstufen hintereinander vereinen.

Dies wird durch die Zufuhr von Luft erreicht. Damit kein explosionsfähiges Gasmisch in der Leitung entstehen kann, muss der Sauerstoffanteil mit einem kontinuierlichen Analysegerät überwacht werden. Sollen die erhöhten Anforderungen der European Association for Streamlining of Energy Exchange (EASEE-Gas) für den länderübergreifenden Gastransport eingehalten werden, kann zum Erreichen der L-Netzqualität auch Stickstoff zugeführt werden.

Die Planung und Errichtung der Messanlagen, mit denen die Menge des real eingespeisten Gases festgestellt wird, erfolgt auf Grundlage der technischen Regel G 492. Abgerechnet wird unter Berücksichtigung des Brennwertes, wie im DVGW-Arbeitsblatt G 685 vorgeschrieben. Deshalb finden zwei Gasmengen-Messungen statt: Einmal nach der Biogaserzeugung, um das produzierte Gas abrechnen zu können, und ein weiteres Mal, nachdem das Rohbiogas auf Netzqualität gebracht wurde und bevor es ins Netz eingespeist wird.

Ist wie bei der Einspeisung in Ortsnetze eine Odorierung erforderlich, erfolgt diese auf Grundlage des DVGW-Arbeitsblatts G 280. Abschließend wird der Einspeisedruck des aufbereiteten Biogases angepasst. Für die damit verbundene Verfahrensweise ist außer dem vorgegangenen Konditionierungsverfahren auch der jeweils vorherrschende Netzdruck entscheidend. In der überwiegenden Zahl der Fälle muss der Druck angehoben werden. In Bereichen bis 16 bar wird meist der Einsatz von

Schraubenverdichtern bevorzugt, da sie im Hinblick auf Kosten und Regelbarkeit Vorteile bieten. Jüngste Erfahrungen zeigen, dass jedoch Kolbenverdichter geringere Unterhalts- und Investitionskosten verursachen und eine gleichwertige Regelbarkeit wie Schraubenverdichter bieten. Wird in höheren Druckstufen operiert, kommen hierfür derzeit nur Kolbenverdichter zum Einsatz. Moderne Anlagen arbeiten mittlerweile mit sogenannten Tandemverdichtern, die auf einem Chassis und mit einem Antrieb mehrere Verdichterstufen hintereinander vereinen (Abb. 4).

### Fazit

Obwohl das Geschäftsfeld noch relativ neu ist, gibt es auf dem Gebiet der Biomethan-Einspeisung bereits belastbare Erfahrungswerte und ein hinreichend definiertes Regelwerk. Dennoch wird das in der GasNZV angestrebte Ziel von sechs Milliarden Nm<sup>3</sup> eingespeistem Biogas im Jahr 2020 bei Weitem unterschritten, sollte die jetzige Ausbaugeschwindigkeit beibehalten werden. Spätestens wenn demnächst die Überführung der DVGW-Prüfgrundlage VP 265 in die Regelwerksform G 265 abgeschlossen ist, müsste sich der Markt spürbar beleben. Sollte die erhoffte Stimulierung jedoch ausbleiben, kann die in der GasNZV gemachte Vorgabe bei gleichbleibenden Anreizstrukturen wohl nicht erreicht werden. ■

### Die Autoren

**Florian Hupka** ist Fachbereichsleiter Verdichtertechnik & Service.

**Michael Titz** ist Fachbereichsleiter Biogaseinspeiseanlagen & Erdgastankstellen.

Kontakt:  
 CeH4 technologies GmbH  
 Celler Str. 5A  
 29229 Celle  
 Tel.: 05141 93348 0  
 E-Mail: info@ceh4.de  
 Internet: www.ceh4.de