

# Abrechnung von Biogas – Eine Herausforderung für die Messtechnik

Account of fermentation gas – a challenge for the metering technology

Von Michael Grexa, Achim Zajc

Mit der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz steht die deutsche Erdgaswirtschaft vor einem neuen Zeitalter. Der Rahmenplan der Bundesregierung sieht vor, bis zum Jahr 2020 6 % des Erdgasverbrauchs durch Biogas abzudecken. Mögliche Szenarien für die Einspeisung werden durchleuchtet und Anforderungen und Möglichkeiten der Messtechnik diskutiert. Erste praktische Erfahrungen auf dem Gebiet der Biogaseinspeisung werden vorgestellt.

The natural gas market in Germany stands in front of a new age caused by the feed of so-called fermentation gas in the traditional natural gas net. The German governments has scheduled to replace up to 6 % of the consumption of the natural gas by fermentation gas until 2020. Possible scenarios are analyzed and the capabilities of the measuring technology as well as their challenges are discussed.

Die Erzeugung von Brenngas aus Biomasse wird als Baustein innerhalb eines Gesamtkonzepts einer nachhaltigen Energieversorgung bereits seit mehreren Jahren staatlich gefördert. Dabei stand in der Vergangenheit vor allem die Erzeugung von Biogas zur Direktverstromung in Blockheizkraftwerken im Vordergrund. Derzeit werden in Deutschland rund 3500 Anlagen zur Biogaserzeugung betrieben. Da die erzeugenden Betriebe räumlich jedoch meist von den Energie- und Wärmeverbrauchern getrennt sind, steht bei diesen Anlagen nur in Ausnahmefällen eine Wärmesenke zur effektiven Nutzung der bei der Verstromung anfallenden Abwärme zur Verfügung, so dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlagen nur unbefriedigend ist.

Deshalb wurde mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes und der Anpassung der Netzzugangsverordnung ein Anreiz geschaffen, das Biogas durch den Transport über das in Deutschland gut ausgebaute Erdgasnetz einer effektiveren Verwendung zuzuführen.

Das Biogas wird in speziellen Biogasanlagen (Fermentern) produziert. Aus-

gangsstoff ist dabei organisches Material, das entweder speziell für die Gasproduktion angebaut wird (NaWaRo-Anlagen) oder das bei anderen landwirtschaftlichen Produktionsprozessen anfällt (Gülle, Grünschnitt, Hühnerkot, Schlacht- und Lebensmittelabfälle). Chemisch gesehen ist das Biogas ein Faul-

gas, welches bei der anaeroben (sauerstofffreien) Vergärung von organischem Material entsteht. Es handelt sich um ein Gemisch aus den Hauptkomponenten Methan und Kohlendioxid sowie verschiedenen Spurenbeimischungen, deren Konzentration von den eingesetzten Gärsubstraten abhängig ist.

Dieses Roh-Biogas kann in entsprechenden Aufbereitungsanlagen, für die unterschiedliche Methoden und Verfahren zur Verfügung stehen, so aufbereitet werden, dass der Methananteil auf über 95 % angereichert wird. Das aufbereitete Biogas wird als Biomethan oder auch als „Bioerdgas“ bezeichnet. Die Zusammensetzung des Biomethans variiert in Abhängigkeit von den eingesetzten Roh-Biogas und dem gewählten Aufbereitungsverfahren. Typische Werte zeigt **Tabelle 1**.

Aus der Tabelle ist auch zu erkennen, dass Biomethan den Anforderungen der „Technischen Regeln G260 bzw. G262“

**Tabelle 1:** Typische Zusammensetzung von Roh-Biogas und Biomethan [3]

**Table 1:** Typical composition of raw biogas and biomethane [3]

Substanz	Chemische Formel	Roh-Biogas	Biomethan	DVGW D260/262
Methan	CH <sub>4</sub>	40 bis 75 Vol.-%	> 97 %	> 96 % Erdgas-H > 90 % Erdgas-L
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	25 bis 45 Vol.-%	< 3 %	≤ 6 Vol.-%
Wasser	H <sub>2</sub> O	4–6 Vol.-% (mesophil) 10–15 Vol.-%	< 0,03 g/m <sup>3</sup>	≤ 50 mg/m <sup>3</sup>
Schwefelwasserstoff	H <sub>2</sub> S	(thermophil) 20–20 000 ppm (2 Vol.-%)	< 5 mg/m <sup>3</sup>	≤ 5 mg/Nm <sup>3</sup>
Stickstoff (i.d.R. Ammoniak)	NH <sub>3</sub>	< 100 mg/m <sup>3</sup>	< 100 mg/m <sup>3</sup>	Keine Höchstwerte ≤ 3 Vol.-% (N. trocken)
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	< 2 Vol.-%	< 0,5 Vol.-%	≤ 0,5 Vol.-% (N. feucht)
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	< 1 Vol.-%		≤ 5 Vol.-%
Brennwert	HS,M	6–7,5 kWh/m <sup>3</sup>	max. 11 kWh/m <sup>3</sup>	8,4–13,1 kWh/m <sup>3</sup>

[1. 2] des DVGW für die Einspeisung in das Erdgasnetz entspricht. Da der Betreiber der Aufbereitungsanlage in der Regel das eingespeiste Gas an den Netzbetreiber verkauft, ist eine entsprechende Abrechnungsmesstechnik am Übergabepunkt erforderlich.

Dagegen entspricht das Roh-Biogas diesen Anforderungen nicht und muss deshalb, wenn es transportiert werden soll, in getrennten Leitungssystemen den möglichen Verbrauchern zugeführt werden (lokale „Schwachgasnetze“). Es sind jedoch Anlagenkonzepte in Planung, nach denen Roh-Biogase aus mehreren Biogas-Erzeugungsanlagen einer gemeinsamen Aufbereitungsanlage zugeführt werden sollen. In diesen Fällen ist ebenfalls eine Abrechnungsmesstechnik erforderlich, da hier der Eigentumsübergang zwischen den Biogaserzeugern und dem Betreiber der Aufbereitungsanlage erfolgt.

Wie aus der Tabelle mit der typischen Zusammensetzung von Roh-Biogas und Biomethan deutlich wird, ist die Konzentrationsverteilung der einzelnen Substanzen sehr unterschiedlich. Damit sind auch die Anforderungen an die Mess-

technik sehr unterschiedlich, je nachdem ob Roh-Biogas oder Biomethan gemessen werden soll.

### Gesetzliche Anforderungen: „IST-Zustand“ für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

Die Einspeisung erfolgt abhängig von der Netzkapazität als „Austauschgas“ oder als „Zusatzgas“. Damit gelten als Anforderungen an die Gasbeschaffenheit die DVGW Arbeitsblätter G262 und G260. Im November 2007 wurde von der Vollversammlung für das Eichwesen eine neue „Technische Richtlinie TRG 14: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ verabschiedet [4], in der die Anforderungen an die Abrechnungsmesstechnik bei der Biomethan-Einspeisung formuliert wurden. Die Richtlinie dient als offizielle Vorgabe für die Eichämter bei der Beurteilung von Biogasanlagen.

Die TRG14 geht davon aus, dass für die Mengemessung des Biogases Standard-Turbinenradzähler oder Drehkolbenzähler eingesetzt werden. Analog zur G685 wird auch für Biogas gefordert, dass die

Bestimmung des Volumens im Normzustand ( $p_{eff} > 1 \text{ bar}$ ) mittels Zustands- oder Dichtemengenumwertern erfolgt und für die Bestimmung des Energieinhaltes Brennwertmengenumwerter verwendet werden. Als Zustandsgleichungen bei der Umwertung dürfen S-GERG88 oder AGA 8-DC92 bei der Einspeisung in das Nieder- und Mitteldrucknetz angewendet werden.

Als Standardverfahren für die Brennwertbestimmung und die Ermittlung der Normdichte sieht die TRG14 den Einsatz von Gaschromatographen vor. Prozessgaschromatographen für den Einsatz bei Erdgas sind seit mehreren Jahren Stand der Technik und eichamtlich zugelassene Geräte verschiedener Hersteller sind verfügbar. Bei der Messung von Biogasen tritt jedoch eine neue Problematik auf: Im Gegensatz zu Erdgas kann bei Biogas nicht ausgeschlossen werden, dass das aufbereitete Gas Sauerstoff und/oder Wasserstoff in Konzentrationen enthält, die nicht vernachlässigt werden dürfen, wenn die mit dem Gaschromatographen ermittelten Messwerte für Brennwert und Normdichte die eichamtlichen Fehlergrenzen einhalten sollen.

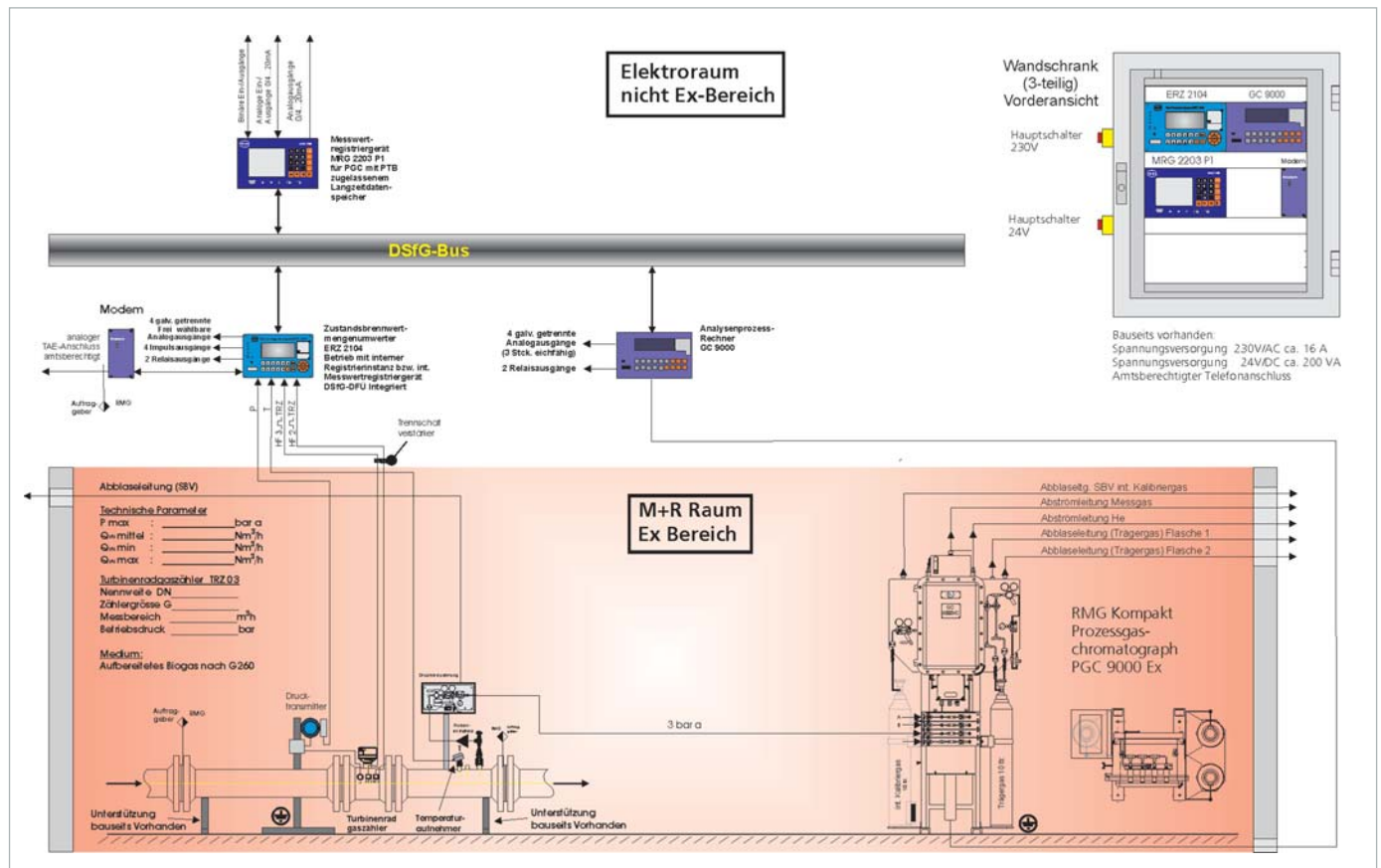


Bild 1: Mengen- und Gasbeschaffenheitsmessung für Biogase nach G260-Beispiel

Fig. 1: Metering station for biogas according G260-example

Die derzeit eingesetzten Gaschromatographen messen Wasserstoff gar nicht und erfassen Sauerstoff und Stickstoff gemeinsam in einem so genannten „Summen-Peak“, was bei der Ermittlung der Normdichte im Falle höherer Sauerstoffkonzentrationen zu Messfehlern führt.

Deshalb erlaubt die TRG 14 den Einsatz der bisher zugelassenen Gaschromatographen nur, wenn das Biogas eine maximale Sauerstoffkonzentration von 1 % und eine maximale Wasserstoffkonzentration von 0,2 % enthält. Diese Grenzwerte sind kontinuierlich mit geeigneten Messgeräten zu überwachen.

Höhere Konzentrationen sind nur zulässig, wenn diese geeicht gemessen werden. Solche Messgeräte sind allerdings derzeit noch nicht verfügbar.

## Lösungsansätze

Wie bereits dargelegt konzentriert sich die Problematik bei der Gasbeschaffenheitsmessung des Biomethans auf die Bestimmung des Wasserstoff- und Sauerstoffgehaltes. Für die Bestimmung von Sauerstoff bieten sich zwei Lösungen an:

- Kontinuierliche Sauerstoff-Bestimmung mittels paramagnetischer Zellen
- Quasi-kontinuierliche Bestimmung des Sauerstoffes mittels Gaschromatographie.

Die paramagnetische Bestimmung von Sauerstoff hat den großen Vorteil, dass diese parallel zu einem bereits zugelassenen Gaschromatograph betrieben werden kann. Auch die Probenaufbereitung des Gaschromatographen kann mitbenutzt werden. Außerdem zeigen außer dem Sauerstoff keine anderen Begleitstoffe des Erdgases paramagnetische Eigenschaften, so dass die Messung ohne Querempfindlichkeiten, d. h. störungsfrei möglich ist.

Soll die Sauerstoffmessung dagegen mit einem Gaschromatographen erfolgen, erfordert dies einen erheblichen Mehraufwand: Um die chromatographische Trennung von Sauerstoff und Stickstoff zu ermöglichen müssen zusätzlich so genannte Molsieb-Säulen eingesetzt werden. Diese Molsiebe müssen vor Kohlendioxid und Feuchtigkeit geschützt werden, da sonst die Trennleistung für Sauerstoff und Stickstoff beeinträchtigt wird. Deshalb muss das Trägergas aufwendig mittels geeigneter Absorber nachgereinigt werden. Diese Absorber



**Bild 2:** Mengen- und Gasbeschaffenheitsmessung für Biogas nach G260

**Fig. 2:** Metering station for biogas according G260

müssen regelmäßig kontrolliert und gewartet werden. Damit erhöhen sich also nicht nur die Investitions-, sondern auch die Betriebskosten der Messung.

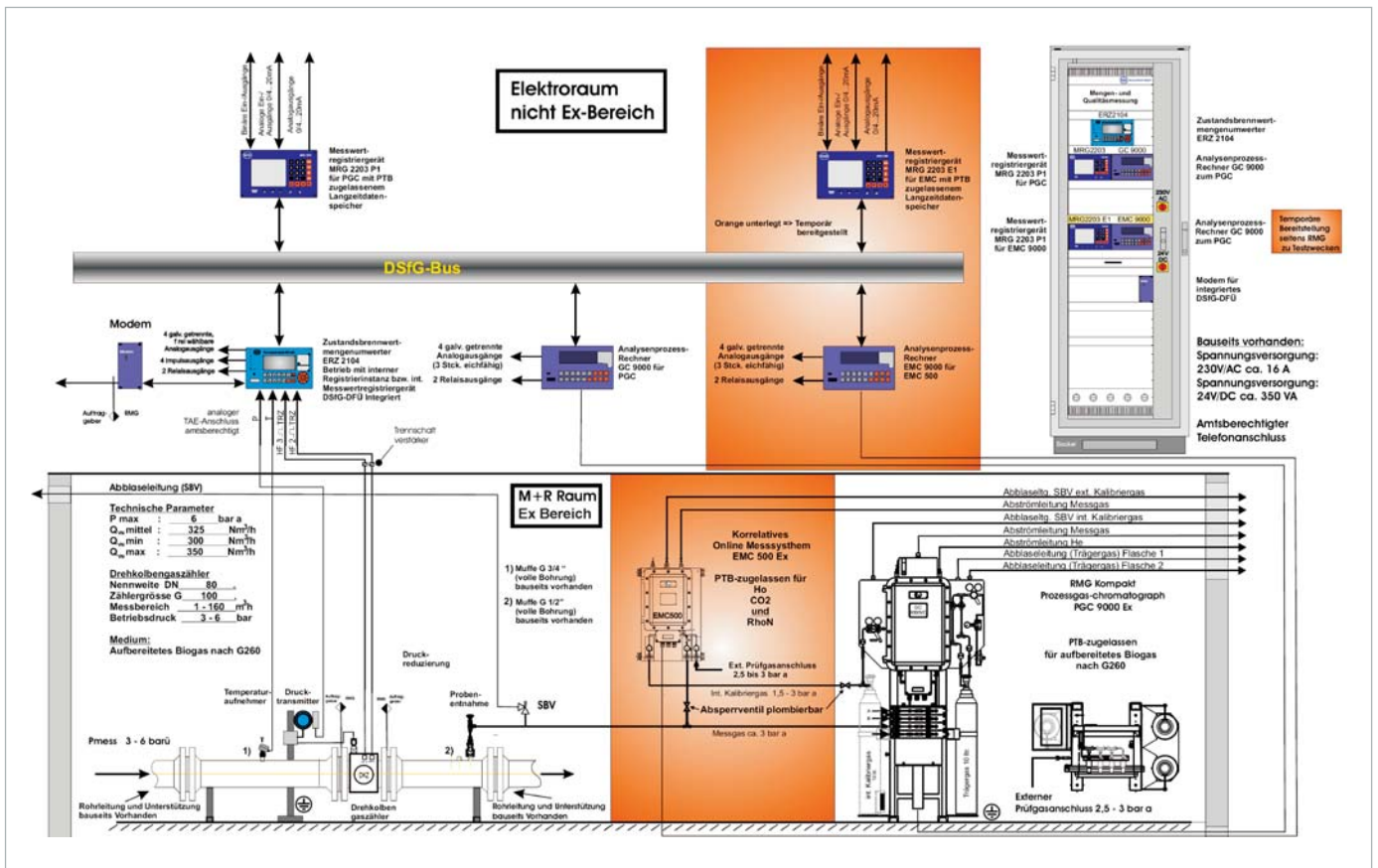
Im Falle der Wasserstoffmessung ist die Problematik noch erheblich schwieriger, da der Wasserstoff keine chemischen bzw. physikalischen Eigenschaften besitzt, die ihn eindeutig von den anderen Begleitkomponenten unterscheiden. Somit kommt nur eine gaschromatographische Bestimmung des Wasserstoffes in Frage. Aufgrund der „Anomalie des Wasserstoffes in Helium“ und der geringen Unterschiede in der Wärmeleitfähigkeit kann Helium allerdings für die Wasserstoffbestimmung nicht als Trägergas eingesetzt werden. Damit müsste ein zusätzlicher Gaschromatograph bzw. ein Chromatographiemodul mit Argon oder Stickstoff als Trägergas nur für die Bestimmung des Wasserstoffgehaltes betrieben werden. Hier bleibt abzuwarten, ob dieser extrem hohe Investitions- und Betriebsaufwand nur für die Bestimmung des Wasserstoffgehaltes gerechtfertigt ist.

Als Alternative zur Brennwertmessung mittels Gaschromatographie könnten auch für Biogas so genannte „Korrelativen Brennwertgeräte“ eingesetzt werden. Kernstück der korrelativen Brennwertgeräte sind z. B. zwei thermische, gasartenabhängige Sensoren, mit denen die Wärmekapazität, die Wärmeleitfähigkeit und

die Viskosität des Gases gemessen werden. Der CO<sub>2</sub>-Anteil im Gas wird zusätzlich mit einem Infrarot-Sensor bestimmt. Da diese Größen in einem weiten Bereich eine Funktion des Brennwertes darstellen (mit diesem „korreliert“ sind), ist es möglich, aus diesen Messwerten den Brennwert und den Heizwert zu berechnen. Die Normdichte wird über den Druckabfall an einem Strömungswiderstand bestimmt. Diese Korrelationen wurden für Erdgase experimentell bestimmt und aufgrund der erzielbaren Messgenauigkeiten wurde das Verfahren für Erdgas auch zur Eichung zugelassen. Derzeit laufende Entwicklungen sollen durch entsprechende Versuchsreihen und praktische Erprobungen analoge Korrelationen für Biomethan ermitteln und absichern.

## Messung von Roh-Biogas

Wie erwähnt regelt die TRG 14 nur die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz. Daneben entsteht jedoch auch im Bereich des Roh-Biogases die Notwendigkeit für Abrechnungsmessungen, denn nicht immer ist der Betreiber der Biogas-Erzeugungs-Anlage zugleich auch der Betreiber der Biogas-Aufbereitungs-Anlage. Unter Umständen hat der Betreiber der Aufbereitung sogar mehrere verschiedene Biogas-Anlagen als Zulieferer. Wie aber sieht dann die Abrechnung des Roh-Biogases für jeden einzel-



**Bild 3:** Mengen- und Gasbeschaffenheitsmessung für Biogas nach G260 mit Gaschromatograph PGC 9000 VC und Korrelativem Brennwertgerät EMC 500

**Fig. 3:** Metering station for biogas according G260 with process gas chromatograph PGC 9000 VC and correlative analyzer EMC 500

nen Zulieferer aus? Hier greift die TRG 14 nicht und dieser Fall ist zurzeit nicht geregelt.

Nach Tabelle 1 kann das Roh-Biogas einen nicht unerheblichen Wasseranteil haben. Messgeräte im Allgemeinen müssen vor Wasser geschützt werden. Somit muss das Wasser durch eine geeignete Probenaufbereitung dem Probenstrom entzogen werden. Dies kann zum Beispiel durch einen Kühler erfolgen. Die Aufbereitung des Probenstromes ist somit aufwendiger und wartungsanfälliger als beim Biomethan.

Hinzu kommt beim Roh-Biogas noch die Schwefelwasserstoff-Bestimmung. Die Schwefelwasserstoff-Messung würde durch einen Kühler (Trocknung) in der Probenaufbereitung verfälscht. Dies kann nur umgangen werden, in dem die Messung „heiß“ erfolgt. Dies bedeutet, dass die Probe beheizt zum Gaschromatographen geführt werden muss. Damit ist aber auch das Wasser weiterhin Bestandteil des Probenstromes. Der Gaschromatograph müsste somit so modifiziert werden, dass er alle Komponenten

einschließlich Wasser und Schwefelwasserstoff unter Prozessbedingungen messen könnte. Dazu müssten auch alternative Sensoren im Gaschromatographen eingesetzt werden, da die Detektion von Schwefelwasserstoff mit den üblichen Wärmeleitfähigkeitsdetektoren aufgrund seiner hohen Korrosivität nur eingeschränkt möglich ist. Alternativ könnte der Schwefelwasserstoff-Gehalt mit kontinuierlichen UV-Geräten erfasst werden.

Im Übrigen gelten für die Wasserstoff- und Sauerstoff-Bestimmung die gleichen Überlegungen wie für das Biomethan.

Damit ist klar, dass die messtechnische Erfassung von Roh-Biogas noch erheblich aufwendiger – und damit kosten trächtiger – als für Biomethan ist. Solche Messungen unterliegen allerdings nicht der Eichpflicht, wenn der Brennwert des Roh-Biogases unter 6,5 kWh/m<sup>3</sup> liegt und die Vertragspartner sich über die eingesetzte Messtechnik einigen und diese gemeinsam überwachen. Damit steht ein gewisser vertraglicher Gestaltungsspielraum zur Verfügung, der für wirtschaftlich vertretbare Lösungen ohne

einseitige Übervorteilung einer der Vertragsparteien ausgeschöpft werden kann.

### Erste Feldinstallationen

Durch die RMG Messtechnik GmbH wurden bereits vier Biogas-Einspeise-Anlagen messtechnisch ausgestattet. **Bild 1** zeigt den konzeptionellen Aufbau der Mengen- und Gasbeschaffenheitsmessung nach G260. Hier kommen die oben beschriebenen Systemkomponenten Turbinenradgaszähler, Prozessgaschromatograph und Brennwertmengennummerer zum Einsatz. Wie in Erdgas-Messanlagen üblich erfolgt die Kommunikation zwischen den Komponenten und die Datenfernübertragung gemäß dem DSfG-Standard. Nach außen stellt sich damit die Biogas-Einspeiseanlage wie eine konventionelle Gasübergabestation mit Brennwertmessung dar. **Bild 2** zeigt als Ausführungsbeispiel eine solche bereits in Betrieb befindliche Gasbeschaffenheitsmessung für Biomethan, realisiert mit dem Gaschromatographen PGC 9000 VC (Fabrikat RMG).

**Bild 3** zeigt den Aufbau einer eichamtlichen Gasbeschaffenheitsmessung mit PGC 9000 VC. Zusätzlich wurde hier im Rahmen eines Feldversuchs ein korrelatives Brennwertmessgerät (EMC 500, Fabrikat RMG) installiert. Dieser Feldversuch soll zeigen, ob ein korrelatives Brennwertgerät für die Biogas-Applikation einsetzbar ist. Der Feldversuch wird von den Eichbehörden begleitet.

Ein weiterer Feldversuch zur Sauerstoff-Messung mit einem paramagnetischen Sensor wurde von der RMG bei den Stadtwerken Hannover realisiert. Hier wurde ein PGC 9000 VC mit einer kontinuierlichen Sauerstoff-Messung ausgestattet. Dieser Feldversuch wurde Anfang 2008 gestartet und wird von der PTB begleitet.

## Ausblick

Ausgelöst durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes werden in absehbarer Zukunft eine Vielzahl von Biogas-Aufbereitungs- und Biogas-Einspei-

seanlagen realisiert werden. Während die Anforderungen für Abrechnungsmessungen in diesen Anlagen für den Bereich der Volumenmessung als gelöst betrachtet werden können, sind im Bereich der Gasbeschaffenheits- und Brennwertmessung noch viele Fragen offen. Der kostenträchtige Einsatz von Gaschromatographen, die gegebenenfalls noch mit Zusatzfunktionen erweitert werden müssen, ist nach derzeitigem Stand der Technik erforderlich. Die Auswertung der bereits laufenden Feldversuche wird zeigen, ob sich durch den Einsatz der robusten und kostengünstigeren korrelativen Messgeräte für die Brennwertmessung im Bereich der Biogasmessung hierzu neue Alternativen öffnen.

### Literatur

- [1] DVGW Regelwerk, Technisches Regelwerk, G260 – Gasbeschaffenheit, 2000
- [2] DVGW Regelwerk, Technisches Regelwerk, G262 – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, 2004
- [3] Stephan Rieke E.ON Avacon AG, Biogaseinspeisung aus Sicht eines Energie-DL, 06.04.2006
- [4] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Technische Richtlinie G14, Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Ausgabe 11 / 07 ■

**Dr. Michael Grexa**  
RMG Messtechnik GmbH,  
Butzbach

Tel.: 0 60 33 / 89 71 16  
E-Mail: Michael.Grexa@rmg.com



**Dr. Achim Zajc**  
RMG Messtechnik GmbH,  
Butzbach

Tel.: 0 60 33 / 89 71 38  
E-Mail: Achim.Zajc@rmg.com

