

Journal

2/2010

Kundenmagazin der Elster-Instromet Gruppe



Chance Biogas

Biogas – eine zukunftssträchtige Chance

- Smart Metering-Pakete für Stadtwerke
- Neu: Industriebalgengaszähler mit Temperaturkompensation
- gas-net FI als Energiebilanz-Zentrale

Journal online:
www.elster-instromet.com



Gasmesstechnik – auch für die landwirtschaftliche Gasgewinnung

Mit den Ultraschall- und Turbinenradgaszählern sowie den Gasbeschaffenheitsmessgeräten EnCal 3000 und gas-lab Q1 sind wir Ausrüster für die Messtechnik bei der Gasförderung und den grenzüberschreitenden Stationen. Den Ultraschallgaszähler von Elster-Instromet findet man auf den Förderplattformen der Nordsee oder in den großen Hochdruckprüfständen wie z.B. Euroloop in Rotterdam. Auch die Gasbeschaffenheitsmessgeräte haben sich inzwischen weltweit u.a. in vielen Gasturbinenkraftwerken etabliert.

Seit 1998 wächst die landwirtschaftliche Gasgewinnung auf ca. 5000 Anlagen bis Ende 2010. Ein Ende des Wachstums ist nicht abzusehen. Das Gas wird überwiegend direkt in BHKWs verfeuert, die erzeugte elektrische Energie in das Versorgungsnetz eingespeist und die Wärme lokal genutzt. Für die Gaserzeugung sind Bakterien verantwortlich, die zu der Familie gehören, der wir auch unsere weltweiten Gasvorkommen verdanken. Nur der Rohstoff für dieses Gas unterscheidet sich, denn überwiegend werden nachwachsende Rohstoffe verwendet.

Wir alle wissen, dass es sich hier um Biogas handelt, das fast ausschließlich in landwirtschaftlichen Betrieben erzeugt wird. In größeren Biogasanlagen werden auch Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder Großküchen vergoren. Die ersten Biogasanlagen, denen wir mit der „braunen Tonne“ den Rohstoff liefern, sind aus der Testphase in den geregelten Betrieb übergegangen. Bei einem Energieinhalt von bis zu 236 kWh pro Tonne Bioabfälle sollte diese Quelle erschlossen werden. Bei den ca. 742.000 Tonnen Bioabfällen 2008 in Hessen (davon ca. 26.600 t in Frankfurt) könnte einiges vom Erdgas durch diese Bioenergie ersetzt werden.

Bis Ende 2010 werden über 5.000 Biogasanlagen mit einer Jahreskapazität von ca. 4,1 Mrd. Kubikmeter erwartet, die bis 2020 nochmals auf geschätzte 16,1 Mrd.

Kubikmeter/Jahr steigen wird. Vor diesem Hintergrund und da auch in unseren Nachbarländern der Einsatz von Biogas an Bedeutung gewinnt, sind wir auf dem richtigen Weg, die politischen Vorgaben für den Einsatz von Energie aus regenerativen Quellen zu erfüllen.

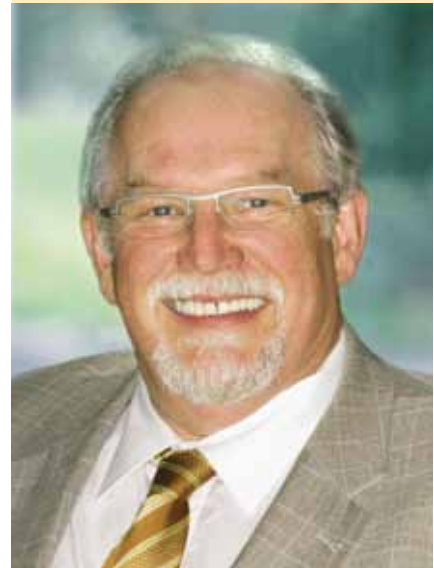
Die Ziele für die Einspeisung von aufbereitetem Gas ins Erdgasnetz sind sehr ehrgeizig. Beträgt die zu erwartende Einspeisemenge für 2010 nur 0,18 Mrd. Kubikmeter, so ist das Ziel für 2020 mit 6 Mrd. angepeilt. Und für 2030 soll es auf stolze 10 Mrd. gesteigert werden.

Für die Gasmengen- und Qualitätsmessung zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas in bestehende Gasnetze können wir die erforderliche Messtechnik bis hin zu kompletten Biogaseinspeisestationen anbieten. Vor dem Hintergrund von Rohbiogasanlagen und Satelliten-BHKWs werden derzeit aber auch Fragen nach eichfähigen Messeinrichtungen für nicht aufbereitetes Biogas gestellt. Die Messanforderungen in solchen Anlagen sind eine Aufgabe, die von der gewohnten Messtechnik abweichen kann. Gastemperatur, relative Feuchte und Schwefelgehalt sind nur einige Stichworte zur Volumenmessung und Umwertung, die besondere Maßnahmen erfordern. Auch die Gasbeschaffenheitsmessung ist mit den bisher bekannten Systemen nicht unbedingt zu lösen.

Die Lösung all dieser Probleme und deren Umsetzung in unser Produktportfolio sind die künftigen Aufgaben. Elster als einer der führenden Hersteller von Gasmess- und Regeltechnik bietet Ihnen als kompetenter Ansprechpartner für alle messtechnischen Aufgaben auch im Bereich der Biogasmessung eine smarte Lösung an.



Hans Kullmann



Impressum

Herausgeber

Elster GmbH
Steinern Straße 19–21
D-55252 Mainz-Kastel
T (061 34) 605-0
www.elster-instromet.com

Redaktionsleitung

Gudrun Biedermann
Marketingkommunikation
T (061 34) 605-218
E gudrun.biedermann@elster.com

Autoren

Hans Arp, Elster Osnabrück
Addy Baksteen, Elster-Instromet NL
Klaus Barra, schwaben netz GmbH
Michael Franz, Elster Mainz-Kastel
Dr. Ulrich George, Elster Dortmund
Michael Halm, Elster Dortmund
Roberto Heider, DREWAG Netz GmbH
Dr. Joachim Kastner, Elster Dortmund
Thomas Kettner, Elster Mainz-Kastel
Ernst Kiel, energyICT
Markus Kittl, erdgas schwaben gmbH
Jörg Klärner, Elster-EIS Mainz-Kastel
Hans Kullmann, Elster Mainz-Kastel
Volker Lötz-Dauer, Elster Mainz-Kastel
Paul Schamari, Elster Mainz-Kastel
Dr. Dieter Stirnberg, Elster Dortmund

Namentlich gekennzeichnete Beiträge geben die Meinung des Verfassers wieder.

Bildnachweis:

Seite 1: ©iStockphoto.com/logoboom und
©iStockphoto.com/Fentino
Seite 3: ©iStockphoto.com/Jan-Otto
Seite 22: ©iStockphoto.com/mvp64

Erscheinungsweise

Drei Ausgaben 2010

Biogas: Eine zukunftssträchtige Chance?

Diese Frage kann in den verschiedensten Bereichen eindeutig mit einem Ja beantwortet werden. Grundsätzlich könnte Biogas eine erhebliche Menge Erdgas ersetzen. Hierzu müssten allerdings die technischen Möglichkeiten der Biogaserzeugung und die zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Flächen optimal genutzt werden.

Der Anbau von Energiepflanzen ist als wichtigster Rohstoff für die Biogaserzeugung zu sehen. Der Energieinhalt von Gras beträgt 170 bis max. 213 kWh/t und der einer Maissilage 198 bis 335 kWh/t. Da die Energiepflanze nahe an der Biogaserzeugung angebaut wird, ist die daraus gewonnene Energie nahezu CO₂-neutral.

Mit Biogas haben wir die Chance, unsere CO₂-Bilanz aufzubessern. Aber es gibt doch noch einige Hürden, die das Biogas auf dem Weg ins Erdgasnetz zu überwinden hat. Ende 2009 haben 23 Anlagen zusammen ca. 100 Millionen Kubikmeter aufbereitetes Gas in die Gasnetze eingespeist. Das sind sicher weniger Anlagen als von vielen gewünscht. Laut Studie beträgt das Biogaspotenzial ca. 24 Milliarden Kubikmeter pro Jahr, d.h.: Im vergangenen Jahr wurde weniger als 1% des Potenzials ausgeschöpft.

Wo liegen die Marktchancen?

Die Ursache für so wenig umgesetzte Anlagen hat die verschiedensten Gründe und wir können sie hier nicht alle aufzählen. Daher lassen Sie uns lieber die Marktchancen von Biogas fokussieren.

Nach der zu erwartenden Neuregelung der GasNZV werden die Kosten einer Einspeiseanlage zum größten Teil auf den Netzbetreiber gewälzt. Dies könnte dazu führen, dass sich die Kostensituation für den Einspeisewilligen verbessert und es zu einer verstärkten Nachfrage für eine Gaseinspeisung kommen könnte.

Ist das Biogas erst mal ins Netz eingespeist, stellt sich die Frage, wo dieses Gas dann sinnvoll eingesetzt werden kann. Durch Netzein- und -ausspeiseverträge kann das Gas bundesweit an jeder Stelle wieder entnommen werden. Ein BHKW oder sonstige KWK-Anlagen profitieren

hier am meisten als Abnehmer, allerdings sind auch andere Verbraucher möglich. Mit Erdgaslieferverträgen, die einen festen Anteil Biogas enthalten, wäre eine Absatzsteigerung von Biogas möglich.

Rohstoffe für die Biogasgewinnung

Welche Rohstoffe haben wir? Nachwachsende Rohstoffe (NAWARO) liefern derzeit den Löwenanteil des Grundstoffes zur Biogaserzeugung. Organische Abfälle werden zukünftig an Bedeutung gewinnen – das Energiepotenzial dieser Abfälle gilt es sinnvoll und gewinnbringend zu nutzen.

Biogas als Kraftstoff

Ein mit Biomethan angetriebenes Fahrzeug mit Ottomotor erreicht bei einem Kraftstoffverbrauch von 7,4 l/100 km ca. 70.000 km. Der Kraftstoffbedarf dafür kann auf einem Hektar Anbaufläche erzeugt werden. In bereits 75 Gastankstellen wird Kraftstoff mit einem Anteil von 10% oder 20% aus Biogas angeboten. Bereits im Sommer 2009 wurde die zweite



Standorte Biogaseinspeiseanlagen
(Quelle: DENA)



Zapfsäule, an der nur Biogas getankt werden kann, errichtet.

Biogas als Jobmotor

Die gesamte Branche der erneuerbaren Energien ist ein Jobmotor, in der zur Zeit ca. 280.000 Menschen arbeiten. Allein im letzten Jahr ist die Zahl der Arbeitsplätze um ca. 80.000 gestiegen. Vor allem im ländlichen Raum wird Biogas als Garant für die Arbeitsplatzentwicklung akzeptiert.

Biogas im Technologietransfer

2008 erwirtschaftete die deutsche Biogasindustrie mehr als 650 Millionen Euro, davon mehr als 20% im Ausland. Der technologische Vorsprung gründet auf der Erfahrung von mehr als 4.000 Biogasanlagen und ca. 23 Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland.

Weit in die Zukunft

Mit neuen Kraftstoffen für die Luftfahrt will AirLNG neue Maßstäbe setzen. In Preis, Umwelt und Klimabilanz sowie in Verfügbarkeit und Ressourcen heißt die Antwort Jet LNG (Liquified Natural Gas: LNG und Bio-LNG). Beide Ausgangsprodukte würden sich in idealer Weise zu einem extrem sauberen flüssigen Kraftstoff verbinden lassen.

„Fantasie ist wichtiger als Wissen, denn Wissen ist begrenzt.“ Mit diesem Zitat des Physikers Albert Einstein möchte ich einen Appell aussprechen: Es erfordert nämlich von allen Beteiligten eine Menge Fantasie, um den Anteil von Biomethan in den nächsten Jahren zu steigern. Eine umweltschonende Energiegewinnung und -verarbeitung sollte ebenfalls hier im Fokus stehen – eben im Einklang mit der Natur!

Biogas:

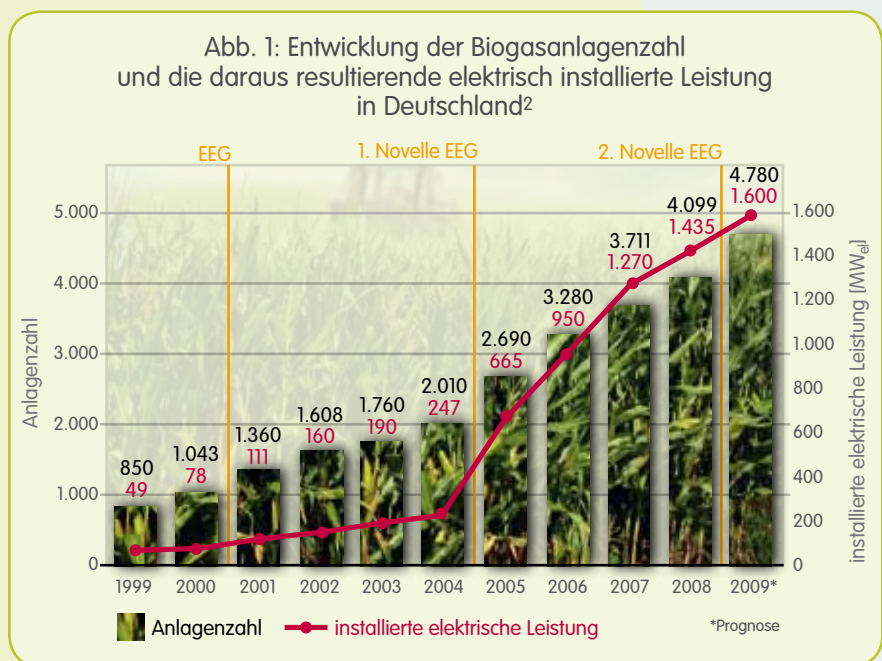
Integrierte Gasbeschaffenheitsmessung für die Biogaseinspeisung

Biogas leistet einen wertvollen Beitrag zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen. Durch die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in die öffentliche Gasversorgung kann diese Energieform ortsungebunden und hocheffizient in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung können an verschiedenen Positionen Gasbeschaffenheitsmessungen mit unterschiedlichen Messaufgaben erfordern.

Bei der Einspeisung müssen die Anforderungen der Produktqualität und der eichpflichtigen Abrechnungsmessung erfüllt werden. Der vorliegende Artikel beschreibt die unterschiedlichen Aspekte der Gasbeschaffenheitsmessung in Biogasanlagen und stellt das Praxisbeispiel eines integrierten gaschromatographischen Messsystems mit H₂- und O₂-Messung sowie dessen Anwendung in einer kompakten Einspeiseanlage vor.

Bedeutung von Biogas

Die Entwicklung erneuerbarer Energien ist ein wichtiges Element der globalen Anstrengungen zur Reduktion der anthropogenen Treibhausgasemissionen. So betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2008 9,5%. Dabei lieferte die Verwertung von Biomasse den mit Abstand größten Beitrag¹. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat sich seit 1990 etwa verfünffacht und beträgt nun ca. 15%, wobei diese enorme Zunahme in erster Linie durch Windenergie, in zweiter Linie durch Biomasse-nutzung erreicht wurde¹. Innerhalb der zahlreichen biogenen Energieformen stellt Biogas nach den Festbrennstoffen den zweitgrößten Beitrag bei der Stromerzeugung¹. Die Anzahl der Biogasanlagen sowie die installierte elektrische Leistung sind in den letzten Jahren stark gestiegen, insbesondere nach der 1. Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes EEG in 2004. Für Ende 2009 werden eine



Anzahl von 4.780 Anlagen und eine elektrische Leistung von 1.600 MW prognostiziert (Abb. 1)².

Erzeugung und Zusammensetzung von Biogas

Biogas entsteht durch mikrobielle Zersetzung (Faulung/Gärung) von organischen Stoffen im feuchten anaeroben Milieu. Als Ausgangsstoffe dienen nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen wie z. B. Getreide, Mais, Sonnenblumen, Gräser, ...), tierische Exkremente, Bioabfall sowie Reststoffe aus Industrie und Landwirtschaft. Der Zersetzungsprozess erfolgt in

vier Teilschritten durch jeweils verschiedene Bakterien²:

1. Hydrolyse: Fette, Eiweiße, Kohlenhydrate → Fettsäuren, Aminosäuren, Zucker
2. Versäuerung: Fettsäuren, Aminosäuren, Zucker → kurzkettige organische Säuren, Alkohole
3. Essigsäurebildung: kurzkettige organische Säuren, Alkohole → Essigsäure, Kohlendioxid, Wasserstoff u. a.
4. Methanbildung: Essigsäure, Kohlendioxid, Wasserstoff u. a. → Biogas = Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff u. a.

Die typische Zusammensetzung des so gewonnenen Biogases zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: typische Zusammensetzung von (Roh-)Biogas²

Methan CH ₄	50–75 %
Kohlendioxid CO ₂	25–45 %
Wasserdampf H ₂ O	2–7 %
Schwefelwasserstoff H ₂ S	< 1 %
Spurengase	< 2 %

Verwertung von Biogas, Aufbereitung und Einspeisung

Im einfachsten Fall kann Biogas zur Verwertung in einem Heizkessel verbrannt und die Wärme direkt genutzt werden. Die effizienteste Verwertung stellt jedoch die Kraft-Wärme-Kopplung vor Ort dar, bei der das Gas in Verbrennungskraftmaschinen zur Stromerzeugung eingesetzt und die Abwärme direkt genutzt wird, z. B. in Nahwärmenetzen.

Häufig besteht jedoch in räumlicher Nähe der Biogasanlage keine sinnvolle Nutzungsmöglichkeit der Abwärme. In diesem Fall kann es vorteilhaft sein, das Rohbiogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und in die Erdgastransportnetze einzuspeisen^{3,4}. Hierzu muss das Einspeisegas gewissen technischen Anforderungen entsprechen, die in den DVGW-Arbeitsblättern G 260⁵ und G 262⁶ vorgeschrieben werden. Die Gasspezifikationen betreffen sowohl brenntechnische Parameter wie auch einzelne Stoffkomponenten. Die wichtigsten Spezifikationen sind in der Tabelle 2 zusammengefasst.

Um die technischen Voraussetzungen für die Einspeisung in Erdgastransportnetze zu erfüllen, muss das Rohbiogas aufbereitet werden. Neben der Reinigung des Gases ist der maßgebliche Prozess dabei die Reduzierung von CO₂. Folgende Technologien werden hierzu eingesetzt³:

- Druckwechseladsorption
- physikalische Absorption
- chemische Absorption
- Druckwasserwäsche
- Selexolverfahren
- Membrantrennverfahren
- kryogene Verfahren

Die Verfahren unterscheiden sich in der Bewertung der Energieeffizienz, der Stoffeffizienz (Methanschlupf) sowie der Arbeitsmedien. Außerdem sind unterschiedliche zusätzliche Maßnahmen zur Behandlung von Feuchte und H₂S erforderlich.

Die Attraktivität der ortsungebundenen Kraft-Wärme-Kopplung durch die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in die Erdgastransportnetze hat in den letzten Jahren zu einer starken Dynamik bei Planung und Bau von entsprechenden Anlagen geführt. Im Jahr 2006 wurden die ersten beiden Anlagen in Betrieb genommen, Mitte 2009 speisten 19 Anlagen ein, bis Ende 2009 werden 35 Anlagen prognostiziert⁷.

Messorte und Messaufgaben der Gasbeschaffenheitsmessung

Biogasanlagen mit Gasproduktion, -aufbereitung und -einspeisung können an verschiedenen Positionen eine Gasbeschaffenheitsmessung erfordern (Abb. 2).

Tabelle 2: maßgebliche Spezifikationen von aufbereitetem Biogas zur Einspeisung in Erdgastransportnetze^{5,6}

Wobbe-Index	Gruppe L: 10,5–13 kWh/m ³ Gruppe H: 12,8–15,7 kWh/m ³
Brennwert	8,4–13,1 kWh/m ³
Relative Dichte	0,55–0,75
Kohlendioxid CO ₂	< 6 mol %
Wasserstoff H ₂	< 5 mol %
Sauerstoff O ₂	< 0,5 mol % (feuchtes Gas) < 3 mol % (trockenes Gas)
Schwefelwasserstoff H ₂ S	< 5 mg/m ³
H ₂ O-Taupunkt	< Bodentemperatur bei Leitungsdruck
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt	< Bodentemperatur bei Leitungsdruck

1. Betriebliche Gasbeschaffenheitsmessung des Rohbiogases zur Prozesssteuerung

Für die Steuerung des Gaserzeugungsprozesses im Fermenter können zahlreiche Parameter gemessen werden, wie z. B. Temperatur, pH-Wert, Viskosität, Trockensubstanzgehalt, Ammoniumstickstoff und schließlich die Zusammensetzung des Rohgases⁸. Die maßgeblichen Messgrößen hierbei sind die Konzentrationen von CH₄, CO₂, H₂, O₂ und H₂S.

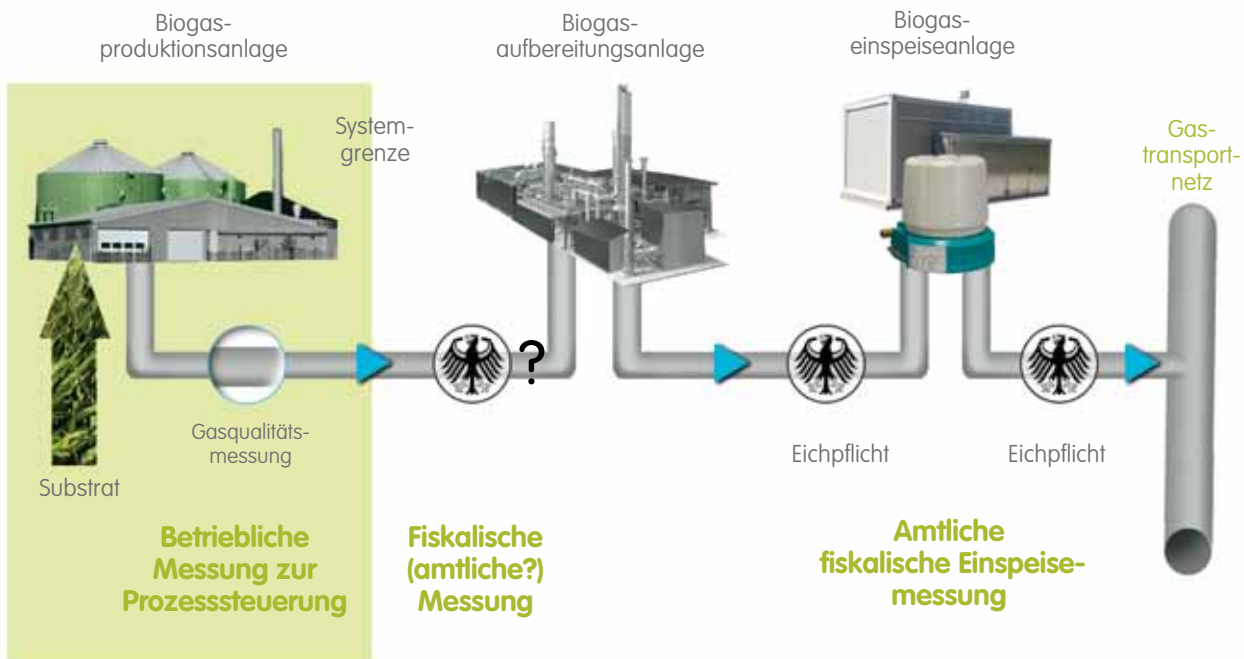
2. Betriebliche Gasbeschaffenheitsmessung des Rohbiogases zur fiskalischen Energiemessung

Falls die unternehmerische Systemgrenze zwischen Gaserzeugung und -aufbereitung oder zwischen verschiedenen Gaserzeugern besteht, kann eine Abrechnung der Energiemengen an dieser Schnittstelle erforderlich sein. Hierzu muss zum einen das Gasvolumen im Normzustand und zum anderen der Brennwert bestimmt werden. Die Gasbeschaffenheitsmessung liefert den Brennwert direkt oder bestimmt ihn aus der Messung der maßgeblichen energietragenden Gaskomponenten; diese sind zuvorderst CH₄ und gegebenenfalls Wasserstoff H₂; der Schwefelwasserstoffanteil H₂S kann dagegen vernachlässigt werden. Eine große Herausforderung für die Volumen- und Gasbeschaffenheitsmessung besteht in der hohen Wasserfeuchte und der möglichen Korrosivität des Rohbiogases an diesem Messort. Die Messung kann unter gewissen Bedingungen von der Eichpflicht ausgenommen sein⁹.

3. Amtliche Gasbeschaffenheitsmessung des aufbereiteten Biogases zur fiskalischen Energiemessung bei der Einspeisung

An diesem Messort ist eine amtliche Bestimmung der eingespeisten Energiemenge für die Abrechnung zwischen Gaserzeuger und Gastransporteur sowie für die Abrechnung im weiterführenden Gasnetz erforderlich. Die Energiemessung setzt sich wieder aus amtlicher Volumen- und Brennwertmessung zusammen. Der Brennwert kann direkt oder aus einer Gasanalyse bestimmt werden. Häufig muss das aufbereitete Biogas vor der Einspeisung noch an die Gasparameter im Transportnetz angepasst werden; hierzu kann eine Konditionierung erfolgen, z. B. durch Flüssiggas(LPG)/Luft-Zumischung. In diesem Fall kann eine Energiemessung vor und nach der Konditionierung erforderlich sein, um den regenerativen und fossilen Energieanteil getrennt erfassen zu

Abb. 2: Biogasanlagen mit Gasproduktion, -aufbereitung und -einspeisung



können. Amtliche Energiemessung und betriebliche Produktqualität erfordern somit eine umfassende Gasbeschaffenheitsmessung mit folgenden typischen Messgrößen: CH₄, CO₂, N₂, H₂, O₂, C₃, iC₄, nC₄, gegebenenfalls H₂S.

Die Aufbereitung von Rohbiogas und die Einspeisung in die Erdgas-Transportnetze stellen also neue Anforderungen an die eichpflichtige und betriebliche Gasmess-technik, insbesondere an die Gasbeschaffenheitsmesstechnik.

Ein Aspekt ist dabei die Produktqualität des Einspeisegases nach den DVGW-Arbeitsblättern G 260, G 262 (siehe auch S. 5 „Verwertung von Biogas“). Die Überwachung der Produktqualität erfordert eine entsprechende betriebliche Messtechnik.

Ein weiterer Aspekt ist die fiskalische Abrechnung der eingespeisten Energiemengen, für die das Eichgesetz, die Eichordnung sowie die anerkannten technischen Regeln der Eichordnung gelten. Die technische Richtlinie TR-G 14 der PTB¹⁰ definiert die Anforderungen für die Biogasmessung hinsichtlich Gasvolumenmessung, Umwertung und vor allem Gasbeschaffenheitsmessung.

Besonderes Augenmerk gilt dabei den Komponenten Wasserstoff H₂ und Sauerstoff O₂. Sie treten zwar in der Praxis meist nur in kleinen Konzentrationen auf, können aber die Messeigenschaften der gegenwärtig für Erdgas entwickelten eichfähigen Gasbeschaffenheitsmessgeräte, insbesondere der Gaschromatographen, empfindlich stören.

In diesem Zusammenhang eher unkritisch sind Kalorimeter, die den Brennwert direkt durch Verbrennung bestimmen. Zur eichfähigen Gasvolumenmessung und Überwachung der technischen Gasparameter nach DVGW G 260, G 262 müssen Kalorimeter jedoch durch weitere Messverfahren ergänzt werden; insgesamt stellt sich damit eine technisch komplexe Gesamtlösung dar.

Gaschromatographen bieten dagegen eine integrierte Lösung für die fiskalischen und technischen Messaufgaben. Gegenwärtig für Erdgas zugelassene Gaschromatographen können bei entsprechender Zulassungserweiterung auch für Biogas eingesetzt werden. Die jeweils nicht gemessenen Komponenten Wasserstoff H₂ bzw. Sauerstoff O₂ dürfen jedoch gewisse Grenzwerte nicht überschreiten; diese sind $x_{H_2} < 0,2 \text{ mol\%}$, $x_{O_2} < 1 \text{ mol\%}$ ¹⁰. Die Einhaltung der Grenzwerte muss durch zusätzliche geeignete betriebliche Messgeräte überwacht werden. Einige zugelassene Gaschromatographen leisten zwar auch eine Sauerstoffmessung, ideal wäre jedoch ein eichfähiges integriertes Messsystem, das zusätzlich auch Wasserstoff erfasst und externe Zusatzgeräte überflüssig macht.

Referenzen

- 1 Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Kl III 1, Stand Juni 2009.
 - 2 Biogas – eine Einführung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNRR), 6. überarbeitete Auflage, Juli 2009.
 - 3 Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Institut für Energetik und Umwelt GmbH, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2. Auflage, Leipzig, 2006.
 - 4 Biogas und Umwelt – Ein Überblick, 1. Auflage, 2008, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
 - 5 DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn, Januar 2000.
 - 6 DVGW-Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn, November 2004.
 - 7 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Projekt „biogas-partner“, www.biogaspartner.de/index.php?id=11871, 28.09.2009.
 - 8 Gülzower Fachgespräche, Band 27, Messen, Steuern, Regeln bei der Biogaserzeugung, 15. November 2007, Convention Center, Messe Hannover, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V..
 - 9 Eichordnung EO 1988, zuletzt geändert 13.12.2007, Anhang A zu §8, 28e.
 - 10 Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Technische Richtlinie TR-G 14.
- Extrakt aus gwf-Gas/Erdgas, 11/2009, 652-657; Abdruck mit freundlicher Genehmigung des Oldenbourg-Industrieverlags.

Dr. Joachim Kastner j.kastner@elster-instromet.com
 Dr. Dieter Stirnberg d.stirnberg@elster-instromet.com

Praxisbeispiel:

Elster-Gaschromatograph zur integrierten Biogas-Einspeisemessung

Speziell für die Bedürfnisse der Biogas-Einspeisemessung hat Elster-Instromet nun einen Gaschromatographen entwickelt, der die Anforderungen der amtlichen Gasbeschaffenheitsmessung und der maßgeblichen Parameter der Produktqualität nach DVGW G 260, G 262 mit einem Gerät adressiert (Abb. 1). Der Messbereich deckt auch die Konditionierung mit Flüssiggas/Luft ab.

Das Gerät besteht aus den beiden Komponenten Messwerk und Prozessrechner. Das Messwerk ist in einem druckgekapselten Ex-Gehäuse untergebracht und besitzt bis zu fünf Prozessgasanschlüsse, die über Double-Block-and-Bleed-Schaltung aufgeschaltet werden. Durch die integrierte Stromumschaltung kann mit einem Gerät das Prozessgas vor und nach der Konditionierung gemessen werden, um die regenerativen und fossilen Energiemengen getrennt zu erfassen. Das Gerät arbeitet mit zwei mikro-gaschromatographischen Analysemodulen, die mit zwei unterschiedlichen Trennsäulen die Gaskomponenten H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO_2 , C_2 , C_3 , iC_4 und nC_4 bestimmen. Jedem Modul kann ein individuelles Trägergas, Helium oder Argon, zugeführt werden, um eine optimale analytische Leistung zu erreichen. Mit geringen Abstrichen an das Signal-Rausch-Verhältnis können beide Module auch nur mit dem Trägergas Argon betrieben werden.

Abb. 1: Gaschromatograph zur integrierten Gasbeschaffenheitsmessung bei der Biogaseinspeisung

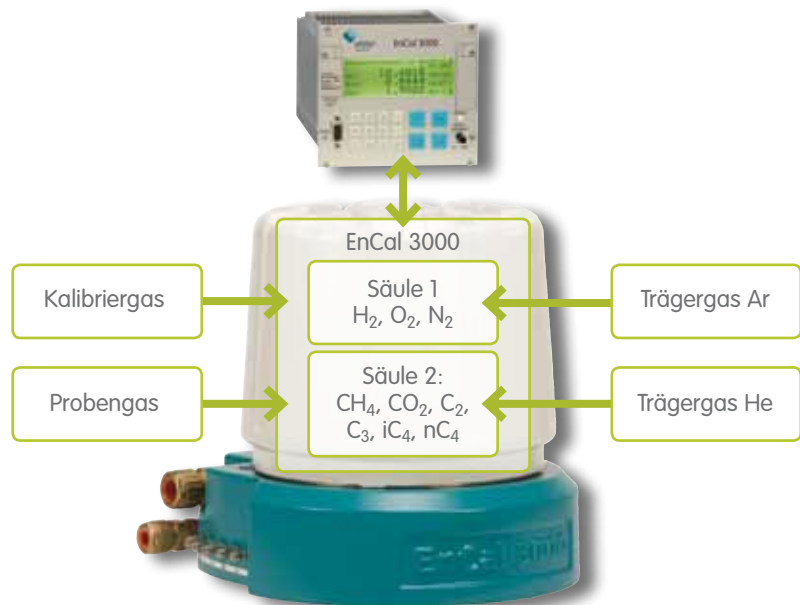
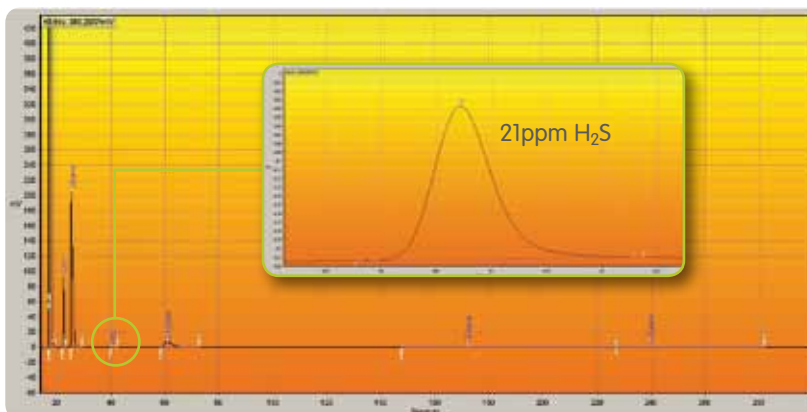


Abb. 2: Chromatogramm eines Prüfgases mit einem Peak von 21ppm H_2S



Aktuelle Entwicklungen befassen sich mit der integrierten Messung von Schwefelwasserstoff H_2S , um auch diesen Parameter der Produktqualität bei der Einspeisung überwachen zu können. Abb. 2 zeigt das Chromatogramm eines Prüfgases mit 21 ppm H_2S , Ziel ist es, dem Grenzwert von $5g/m^3$ entsprechend ca. 3ppm zu erfassen.

Das beschriebene Messgerät wurde bei der PTB zur Baumusterzulassung angemeldet. Bis zur Zulassung können eichpflichtige Anwendungen folgendermaßen realisiert werden: Die geeichte Energiemessung erfolgt mit der Standardvariante des Gaschromatographen EnCal 3000 für Erdgas mit Biogaszulassung; parallel

arbeitet ein zweites Gerät in der neuen hier beschriebenen Biogasvariante und überwacht dabei auch die vorgeschriebenen Grenzwerte für die Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff. Nach Erteilung der Zulassung kann der Erdgas-GC abgerüstet werden und der Biogas-GC wird nach der Eichung amtlich weiterbetrieben.

Biogaseinspeiseanlage der erdgas-schwaben

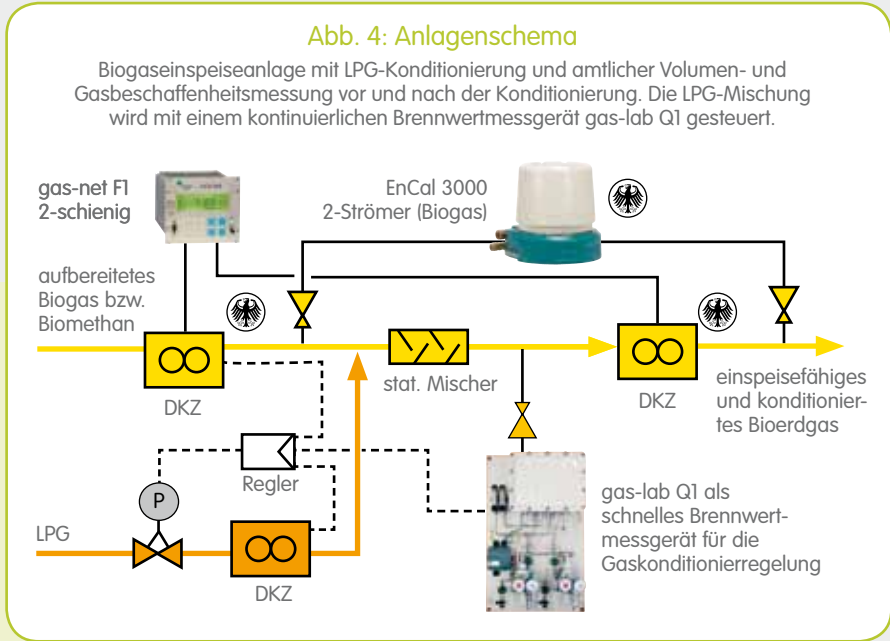
Die erdgas schwaben gmbh betreibt in Altenstadt (Kreis Schongau) eine Biogasaufbereitungsanlage, die Biogas aus Speiseresten zu Bioerdgas veredelt. Speisereste haben eine enorm hohe Energiedichte und sind daher für die Erzeugung von Bioerdgas gut geeignet.

erdgas schwaben gmbh fand in Johann Emter, Ökopower, den idealen Partner. Ökopower erzeugt Biogas aus Speiseresten und bezieht diese zum einen Teil aus Kantinen von kommunalen bzw. öffentlichen Einrichtungen (Krankenhäuser, Verwaltungen, ...) und zum anderen Teil von Lebensmittelgroßhändlern, um z.B. verdorbene Lebensmittel oder Lebensmittel mit abgelaufenem Haltbarkeitsdatum nutzbringend zu verwenden.

Die Bioerdgasanlage in Altenstadt ist das sechste Bioenergieprojekt von erdgas schwaben gmbh. Damit können ca. 15.000 Haushalte mit Bioenergie versorgt werden.

Die Biogasaufbereitungsanlage liefert entschwefeltes und trockenes Bioerdgas mit einem hohen Biomethananteil. Hierbei kommt die Technik der Druckwasserwäsche zum Einsatz.

Abb. 3: Container mit der Biogas-Einspeiseanlage bestehend aus Konditionierung, Odorierung und amtlicher Volumen-, und Gasbeschaffenheitsmessung



Elster GmbH hat zur Einspeisung des Bioerdgases eine Biogaseinspeiseanlage gemeinsam mit schwaben netz gmbh geplant und errichtet, deren maximale Einspeiseleistung ca. 800 Nm³/h beträgt (Abb. 3). Der Einspeisedruck beträgt ca. 3 bar.

Der schematische Aufbau der Einspeise- und Konditionierungsanlage ist in Abb. 4 dargestellt. Das Volumen des Biogases wird mit einem Drehkolbenzähler gemessen und mit einem Brennwertmengenumberter umgewertet. Das verdampfte LPG (Flüssiggas mit einem hohen Propananteil) wird ebenfalls gemessen und umgewertet und dem Bioerdgas über einen statischen Mischer zugeführt (Abb. 5). Projektbetreuer bei erdgas schwaben ist Tilo Degel.



Abb. 5: Volumenmessanlage und LPG-Konditionierstrecke

Der Brennwert des konditionierten Bioerdgases wird mit einer schnellen Brennwertmessung erfasst. Dazu wird das korrelative Gasbeschaffenheitsmessgerät gas-lab Q1 eingesetzt (Abb. 6), das auch die PTB-Zulassung zur eichamtlichen Messung von natürlichen Erdgasen hat. Für diese Messaufgabe ist es aufgrund der kontinuierlichen Messung und der schnellen Ansprechzeit (T90-Zeit < 10s) bestens geeignet. Der Messwert wird dem Regelkreis als Istwert aufgeschaltet. Der Zielbrennwert wird seitens der erdgas schwaben gmbh in gewissen Zeitintervallen online aktualisiert und dient der Gaskonditionierung als Sollwert.

Das konditionierte Bioerdgas wird ebenfalls von einem Drehkolbenzähler gemessen und einem Brennwertmengenumberter umgewertet. Dazu wird derselbe gas-net FI verwendet, der als Zweiströmer ebenfalls das reine Bioerdgas vor der Konditionierung umwertet.

Biogaseinspeiseanlagen:

Aufbau und Funktionsweise einer Einspeiseanlage

Die Zusammenarbeit und Zuständigkeiten von Biogaseinspeisern und den Netzbetreibern regeln heute entsprechende gesetzliche und politische Vorgaben. Wenn noch vor acht bis zehn Jahren der Wunsch nach Biogaseinspeisung oft nur ein Kopfschütteln bei den jeweiligen Gasversorgern verursachte, kommt heute kein Netzbetreiber mehr an diesem Thema vorbei.

Nach den geltenden Vorschriften muss der Gasaufbereiter nur Biomethan nach den Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G262 am Ausgang seiner Aufbereitungsanlage an den Netzbetreiber liefern und der Netzbetreiber diese Menge in sein Gasnetz einspeisen.

Die Anforderungen an die Gasqualität aus der Biogasaufbereitungsanlage und die Anpassung dieser Gasqualität an die Netzbedingungen sind in den bekannten DVGW-Arbeitsblättern geregelt. Die Kosten für die dazu erforderlichen Biogaseinspeiseanlagen tragen der Gaseinspeiser und Netzbetreiber. Die Aufteilung dieser Investitionskosten ist in der GasNZV geregelt. Je nach Ausgangsdruck der Aufbereitungsanlage und dem Netzdruck an der Einspeisestelle wird eine Druckregleinheit oder Verdichtereinheit benötigt.

Wir bieten mit unserem Kooperationspartner eine schlüsselfertige Anlage, die den entsprechenden Anforderungen vor Ort problemlos gerecht wird.

Als Grundlage für eine Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage gilt die VP 265. Innerhalb der hier anzuwendenden Systemgrenzen haben die kooperierenden Firmen Elster und Schandl eine Systemlösung für die Einspeiseanlage in einzelne Module aufgeteilt, die in sich selbst variabel gestaltet werden können.

Nach diesen Modulen gliedert eine BGEA auf folgende Anlagenkomponenten:

Modul 1 Eingangsmessstrecke mit Umwertung zur Abrechnung gegenüber der Biogasaufbereitung

Modul 2 Anlage zur Gaskonditionierung

Modul 3 Gasqualitätsmessung

Modul 4 Verdichter oder Druckregelung

Modul 5 Ausgangsmessung mit Umwertung für die eingespeiste Gasmenge

Modul 6 Odoranlage

Modul 7 Kommunikationstechnik und Anlagenvisualisierung

Die Module werden unter Berücksichtigung der geltenden Regeln in einem Betonfertiggebäude oder Stahlcontainer montiert. Alle Anlagenbauteile wie auch die Gesamtanlage werden ab Werk CE-konform nach 97/23/EG und ATEX 95 abgenommen und ausgeliefert. Konstruiert, gefertigt und montiert wird nach der DVGW-Richtlinie VP 265-1.

In dieser Journal-Ausgabe werden die Module 1, 3, 5 und 7 ausführlich erläutert und eine Odoranlage muss hier nicht nochmals beschrieben werden. In diesem Beitrag will ich nur näher auf die Gaskonditionierung und auf die Anpassung an die Druckverhältnisse im Gasnetz eingehen.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Vorgaben aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 und bei Einspeisungen in ein überregionales Transportnetz auch die Anforderungen nach der EASEE Gas zu beachten.

Aufbereitungsanlagen sind aber nicht immer in der Lage, eine Gasqualität zu erzeugen, die direkt zur Einspeisung genutzt werden kann. Wechselnde Gaszusammensetzungen im Netz sind nur eine Ursache. Da nach eichrechtlichen Vorgaben durch die Biogaseinspeisung die Gasqualität im Netz um nur $\pm 2\%$ schwanken darf, ist eine Brennwertanpassung bzw. eine Gaskonditionierung erforderlich.

Um den Brennwert an das aufbereitete Biogas anzuheben und der Gasqualität an der Einspeisestelle anzugleichen, wird es mittels einer Mischanlage mit LPG konditioniert. Das LPG wird in einem Erdtank in flüssiger Form gelagert. Der Flüssiggasbehälter ist als CE-Druckgerät gekennzeichnet und gemäß den Erfordernissen nach 97/23 EG und AD 2000 gefertigt.



Domschacht BGEA Altenstadt

Vor jeder Mischstrecke wird ein Verdampfer installiert, damit in jedem Betriebs- und Lastfall genügend Propan mit ausreichendem Druck zur Verfügung steht. Auch eine Propanentnahme aus der Gasphase des Lagerbehälters ist möglich, jedoch ist bei dieser Lösung unbedingt eine Überwachung des Gasdruckes im Tank vorzusehen. Besonders bei freistehenden Tankanlagen kann der Gasdruck unter den erforderlichen Wert abfallen, so dass eine LPG-Beimischung nicht möglich wäre. Dies kann bei extrem langen Kälteperioden auch bei einem Gastank im Erdeinbau geschehen.

Eine kombinierte Gasentnahme aus der Gas- und Flüssigkeitsphase kann helfen, hier die Betriebskosten zu senken, da das aus dem Tank entnommene Gas nicht immer über den Verdampfer zugeführt werden muss.

Luft- oder Biogasbeimischung

Um den Brennwert des aufbereiteten Gases nach unten zu korrigieren, wird Luft beigemischt, die zuvor über einen Kompressor auf den erforderlichen Druck verdichtet wird. Durch die Luftbeimischung gelangt leider auch Sauerstoff in das Gasnetz. Sofern aus dem Aufbereitungsprozess noch nicht aufbereitetes, aber bereits getrocknetes und entschwefeltes Biogas entnommen werden kann, ist das der bessere Weg, eine Brennwertkorrektur vorzunehmen. In Grenzfällen ist auch eine Kombination beider Systeme möglich.

Die Konditionierung mit LPG ist ein erheblicher Kostenfaktor nicht nur für den Bau einer Anlage. Die Betriebskosten einer LPG-Beimischung summieren sich bezogen auf die technische Laufzeit einer Anlage auf mehrere Millionen Euro. Wenn die politische Vorgabe von 6 Mrd. Kubikmeter in 2020 erreicht wird, dieses Gas durchschnittlich mit ca. 3% LPG-Zugabe konditioniert werden muss, betragen die reinen LPG-Kosten ca. 184 Mio. Euro pro Jahr (ca. 500 Euro/t LPG-Preis angenommen).

Es wird Zeit, neue Wege zu gehen.

Während die LPG-Konditionierung dem derzeitigen Stand der Technik entspricht, ist eine rechnergestützte Brennwertverfolgung in naher Zukunft sicher möglich. Die Bildung von Brennwertbezirken – d.h. eine Netzentkopplung und die Einspeisung – nur als Zusatzgas wäre eine weitere Möglichkeit, die LPG-Kosten langfristig zu reduzieren. Dies ist aber an nicht allen Einspeisepunkten machbar.

Der Netzbetreiber ist auch für die Anpassung der Biogasmenge an den Netzdruck verantwortlich. Je nach Gasdruck aus der Aufbereitungsanlage ist eine Verdichter- oder Reglereinheit erforderlich. Wenn der Gasdruck über dem Netzdruck liegt, kann eine kostengünstige Reglereinheit eingesetzt werden.

In vielen Fällen liegt der Netzdruck an der Einspeisestelle jedoch über dem Gasdruck der Aufbereitungsanlage. Eine Rückverdichtung in ein höher gelagertes Druckniveau an anderer Stelle wird dann erforderlich, wenn die an einem Gasnetz angeschlossenen Verbraucher die eingespeiste Gasmenge nicht nutzen können. Es werden dann Verdichter erforderlich, die entsprechend den Betriebsbedingungen ausgewählt werden. Die Industrie bietet dazu eine Vielzahl von Verdichterarten.



Drehkolbengebläse und Kolbenverdichter

Die Auswahlkriterien für den Verdichter sind nicht nur Saug- und Enddruck in Abhängigkeit von der zu verdichtenden Menge, sondern auch der Einfluss von Schwingungen auf die Anlage oder Pulsation als negative Störung für die Gasmenngemessung. Extreme Schwingungen können bis zum Bruch von Rohrleitungen führen, so dass hier auch ein separates Fundament nur für den Verdichter, um eine Übertragung der Schwingungen durch ein gemeinsames Fundament der gesamten Anlage zu verhindern, erforderlich ist.

Ein weiteres Auswahlkriterium ist die Regelbarkeit des Verdichters. So kann an einem Schraubenverdichter durch Drehzahlregelung ein Regelbereich von 40 – 100% und bei einer Überströmregelung auf 0 – 100% erreicht werden.



Die beiden Schrauben eines Schraubenverdichters (Quelle: Wikipedia)

Auch die Kombination zweier verschiedener Verdichterbauarten kann eine Anlage sinnvoll ergänzen. Bei einem Gasdruck kleiner 100 mbar von der Aufbereitungsanlage kommend kann am Eingang der

Anlage ein Seitenkanalgebläse installiert werden. Dies regelt dann den Eingangsdruck des zweiten Verdichters am Ausgang dieser Anlage.

Ein weiteres Auswahlkriterium ist der zulässige Ölgehalt im Gasnetz. Dieser Grenzwert kann nicht von allen Verdichtertypen garantiert werden, so dass hier am Ausgang des Verdichters ein geeigneter Ölabscheider erforderlich wird.



Kolbenverdichter für die Endmontage bei Schandl

Mit unserem Kooperationspartner bieten wir hydraulisch angetriebene Kolbenverdichter an. Vorteil dieser Bauart ist eine nahezu pulsationsfreie Arbeitsweise und ein hydraulischer Antrieb, der sich außerhalb der Ex-Zone befindet. Weitere Vorteile sind die geringen beweglichen Teile und der damit verbundene geringe Wartungsaufwand. Diese Verdichter werden seit Jahren in Erdgastankstellen eingesetzt.

In der Saugleitung zu jedem Verdichter befindet sich ein Magnetventil, das selbsttätig schließt, sobald der Verdichter abschaltet oder eine zugeordnete MSR-Schutzeinrichtung anspricht. Als Rückströmsicherung aus dem Gasnetz dient ein Rückschlagventil.

Als MSR-Schutzeinrichtung gegen unzulässige Eingangsdruckunterschreitung sind redundant ausgeführte Druckschalter in der Eingangsleitung von jedem Verdichter installiert. Durch geeignete Armaturen ist der Rückstrom von komprimiertem Gas in die BGAA zu verhindern.

Der Schallschutz erfordert an den Verdichterräumen einen Mehraufwand, um den zugelassenen Wert der Schallbelastung für die unmittelbare Umgebung nicht zu überschreiten. Die zulässige Schallbelastung kann auch durch eine besondere Form der Zu- und Abluftwege erreicht werden.

Eine Biogaseinspeiseanlage stellt für Elster kein Problem dar – planen und rechnen Sie also mit uns!

Einspeise- und Konditionierungsanlage: Wie kommt das Biogas ins Erdgasnetz?

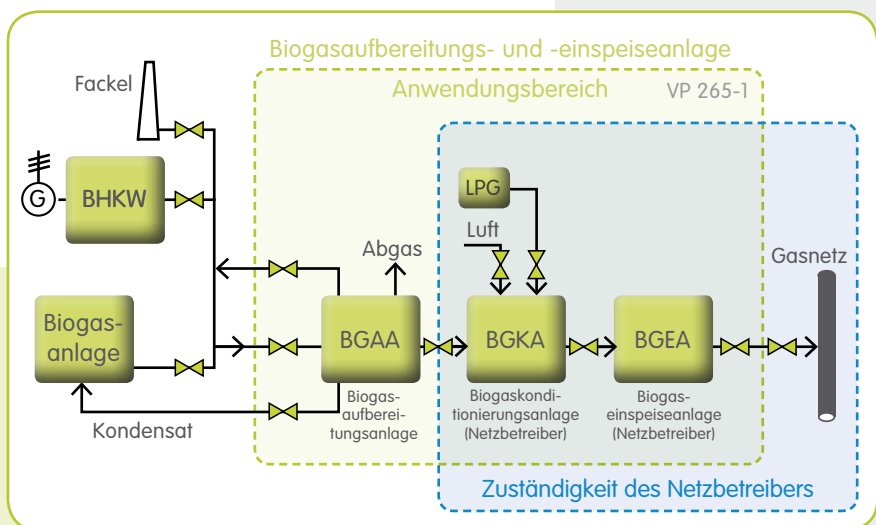
Optimierung durch Standardisierung



Der Boom bei Biogasanlagen hält unverändert an. Doch wohin mit der Abwärme? Ohne effektive Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ist der Betrieb einer Biogasanlage ökologisch und ökonomisch ineffizient. Die Einspeisung in das Erdgasnetz stellt hier eine sinnvolle Alternative dar.

Elster führte zu diesem Thema ein Gespräch mit Klaus Barra, schwaben netz gmbh, der hier über seine Erfahrungen aus der Sicht des Netzbetreibers berichtet. Die Aussagen und Erfahrungen nach drei gebauten Biogaseinspeise- und -konditionierungsanlagen wirken wie ein richtungsweisender Appell an alle Netzbetreiber.

Die Zuständigkeit des Gasnetzbetreibers beginnt rechtlich gesehen direkt nach der Biogasaufbereitungsanlage. In der Vergangenheit wurden jedoch die Biogaskonditionierung und die Biogaseinspeisung in den Prozess der Aufbereitungsanlage integriert.



Elster: Herr Barra, was sind Ihre Erfahrungen bisher mit Biogaskonditionierungs- und -einspeiseanlagen?

Klaus Barra: Erste Erfahrungen haben wir mit einer BGKA / BGEA gemacht, die bereits im Mai 2008 in Betrieb ging. Diese Anlage wurde von dem Hersteller einer BGAA geplant, wodurch es keine klare Trennung zwischen der BGAA und der BGKA / BGEA gab. Weder räumlich noch hard- und softwaretechnisch wurde hier klar abgegrenzt. Somit hatten Probleme bei der Umsetzung der BGAA automatisch auch Verzögerungen und Probleme bei der BGKA und BGEA zur Folge.

Schnell zeigte sich, dass künftige Wartungen und eichamtliche Abnahmen sehr schwer zu koordinieren sein würden. Messungen an Baugruppen der BGKA / BGEA, die bei der Inbetriebnahme noch nicht nötig waren, im laufenden Betrieb jedoch zwingend notwendig sind, mussten durch die räumliche Enge umgebaut werden; was wiederum einen zusätzlichen hohen Kostenaufwand nach sich zog.

Die Inbetriebnahme der BGKA / BGEA und eine geordnete Abnahme mit dem DVGW, TÜV und den Eichbehörden gestaltete sich ebenso problematisch, bedingt durch die Vielzahl der beteiligten Geschäftspartner. Daher kamen wir zu folgender Erkenntnis: Biogaskonditionierungsanlagen und -einspeiseanlagen werden von der schwaben netz gmbh nur noch räumlich getrennt von der BGAA gebaut.

Die zweite Biogaseinspeiseanlage der schwaben netz gmbh ging im Dezember 2008 in Betrieb. Auch hier wurde die komplette Anlage wieder von einem BGAA-Hersteller geplant. Aus unseren Erfahrungen heraus wurde jedoch die BGKA / BGEA in einem eigenen Container montiert. Die Verantwortlichkeiten sowie Eigentumsgrößen zwischen Erzeuger und Netzbetreiber wurden klar definiert und waren erkennbar.

Bei Bedarf können weitere Komponenten sehr leicht in der Einspeiseanlage montiert werden. Alles ist sehr übersichtlich und somit ist es für die Techniker, die die Anlage

betreuen, um ein Vielfaches leichter, Fehler zu lokalisieren und zu beheben.

Auch bei dieser Anlage zeigte sich, dass der Hersteller der BGAA zwar sehr gute Kenntnisse auf seinem Gebiet besitzt, bei der BGKA / BGEA jedoch andere Hersteller einbezogen werden müssen. So z.B. beim Thema Messtechnik (Prozessgaschromatographen, Mengenumwerter, H₂- und O₂-Messungen und letztendlich eichrechtliche Abläufe). Eine Trennung bei der Hard- und Software zwischen BGAA und BGKA / BGEA war auch hier nicht klar erkennbar, womit sich auch bei dieser Anlage ähnliche Probleme auftraten wie bei der Inbetriebnahme/Abnahme zuvor.

Die schwaben netz gmbh hat also weitere Erfahrungen gesammelt und ist bei dieser Anlage zu folgender Erkenntnis gekommen: Die BGKA / BGEA muss künftig standardisiert werden und die Trennung der Hard- und Software zur BGAA ist zwingend erforderlich. Die rechtliche Grenze muss auch technisch klar definiert sein. Es muss einen Generalunternehmer geben, der für



die gesamte Umsetzung der BGKA / BGEA verantwortlich ist und die hier beteiligten Herstellerfirmen koordiniert.

Die Zielsetzung der schwaben netz gmbh war eine Optimierung durch Standardisierung und die Umsetzung aus einer Hand. Dies wurde erstmals 2009 erfolgreich bei dem Bau der dritten Bio-gaseinspeiseanlage in Altenstadt umgesetzt, was ich hier im Detail mal schildern möchte:

Nachdem die zweite Anlage von uns in Betrieb ging, war klar: Solche Anlagen wie oben geschildert, darf es nicht mehr geben. „Erfahrung ist die beste Lehrmeisterin!“ – Unsere Erfahrungen haben gezeigt, dass die Grenze der rechtlichen Verantwortlichkeit auch eine klare Trennung in allen Belangen nach sich ziehen muss.

Am 17. Dezember 2008 richtete die schwaben netz gmbh ein Angebot über eine standardisierte Biogaseinspeiseanlage, unabhängig von Einsatzort (Konditionierung mit LPG oder Luftbeimischung), an fünf Hersteller. Im Januar 2009 wurden die ersten Tele-

fonate mit Herstellern geführt. Zu diesem Zeitpunkt wurde die angestrebte Standardisierung grundsätzlich noch als nicht-machbar eingeschätzt. Danach folgte ein erstes Treffen mit der Elster GmbH und dem Anlagenbauer Schandl GmbH als Subunternehmer, der Eichbehörde und uns. Eine Standardisierung von Biogasanlagen stellte sich als große Herausforderung dar und es gab reichlich Diskussionsbedarf. Erst mit der Bildung eines Projektteams aufseiten der Firma Elster und der damit stark komprimierten Zusammenarbeit nahm die Idee Gestalt an. Bereits im März 2009 waren die ersten Lösungswege und Zeichnungen zu Papier gebracht. Der gewünschten Standardisierung stand ab jetzt nichts mehr im Wege. Der nächste Termin fand bei Schandl in München statt; Container und einzelne Bauteile waren zu diesem Zeitpunkt bereits vorhanden und aufgebaut. Im nächsten Schritt erfolgte der Transport des Containers mit der komplett vormontierten Anlage nach Altenstadt, also ein reibungsloser Ablauf.

Die Abnahme der BGKA / BGEA konnte termingerecht vom TÜV durchgeführt werden, völlig unabhängig von der BGAA. Am 1. Dezember 2009 erfolgte dann die endgültige Abnahme der BGKA / BGEA durch die Eichbehörde mit gleichzeitiger Inbetriebnahme.

Erfreulich bei dieser Anlage ist die mangelfreie Abnahme und der bisher fehlerfreie Betrieb. Also sind wir zu folgendem Fazit gekommen:

- Elster-Instromet, schwaben netz, erdgas schwaben und die Eichbehörde haben durch die Standardisierung den Planungsaufwand und Betrieb künftiger BGKA / BGEA um ein Vielfaches vereinfacht. Das Grundkonzept steht und

durch einfache Dimensionsänderungen, das Hinzufügen bzw. Entfernen von Komponenten (Flüssiggas- oder Luftzumischung, Odorierung, Verdichtung, ...), lassen sich solche Anlagen schnell und reibungslos reproduzieren.

- Auffälligkeiten oder eventuelle Probleme der Gesamtanlage können klar differenziert und eindeutig der jeweiligen BGAA oder BGKA / BGEA zugeordnet werden.
- Abnahmen, ob vom TÜV oder den Eichbehörden, können problemlos und unabhängig von der jeweiligen BGAA durchgeführt werden.
- Durch die kompakte Bauweise im Stahl- oder Betoncontainer sind diese Art der BGKA / BGEA mobil und können unabhängig von der Biogaserzeugungsanlage auch an anderen Standorten eingesetzt werden.
- Durch die Standardisierung reduziert sich der Schulungsaufwand der Techniker und der Netzbetreiber kann seine Mitarbeiter universell an verschiedenen Anlagen einsetzen.
- Durch das Prinzip des Generalunternehmers hat der Netzbetreiber nur noch mit einem Hauptverantwortlichen zu tun. Dadurch müssen wir uns nicht mehr um Funktionalitäten innerhalb des Containers kümmern.

Da man für diese Aufgabenstellung einen Systempartner mit geballtem Fachwissen benötigt, haben wir uns hier für einen Spezialisten auf dem Gebiet der Gasmess-technik entschieden – für Elster – und damit haben wir ein Rundum-sorglos-Paket!

Klaus Barra klaus.barra@schwaben-netz.de

Bio-Erdgas:

Vor uns liegt noch ein langer Weg zur Erfolgsgeschichte

Euphorie allenthalben – modernste Technik, CO₂-neutral und importunabhängig, Kraft-Wärme-Kopplung, regionale Arbeitsplätze – das sind die treibenden Schlagworte in Verbindung mit Bio-Erdgas. Und zu recht!

Aus Sicht einer nachhaltigen Energiepolitik gibt es unter Beachtung des gesamten CO₂-Rucksackes derzeit keine effektivere Regenerativenergie als Bio-Erdgas im Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW). Die Gesamtbilanz ist aufgrund der gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung bei höchsten Wirkungsgraden derzeit unschlagbar.



Markus Kittl, Techn. Geschäftsführer erdgas schwaben gmbh

Aus Sicht der Erdgaswirtschaft ist Bio-Erdgas die Zukunftsvision schlechthin. Nach den Imageeinbußen von Erdgas in der öffentlichen Meinung und den künftigen politischen Rahmenbedingungen für fossile Energien im Wärmemarkt kann Erdgas als sauberste aller fossilen Rohstoffe mithilfe von Bio-Erdgas erfolgreich in die Zukunft befördert werden.

Die politischen Rahmenbedingungen mit den bekannten CO₂-Reduzierungszielen, den sicher noch optimierbaren EEG-Einspeisevergütungssätzen, den politisch gewollten ca. 1.000 Bio-Erdgasaufbereitungsanlagen bis 2020 geben doch die Richtung für das Produkt Bio-Erdgas?

Die erdgas schwaben gmbh engagiert sich bereits seit 2006 für Bio-Erdgas und hat bald vier Anlagen in Betrieb. erdgas schwaben ist Technologieführer im Segment Planung, Bau und Betrieb bei unterschiedlichen Aufbereitungstechniken. erdgas schwaben unterstützt mit diesen Dienstleistungen andere Energieversorger seit geraumer Zeit deutschlandweit mit Erfolg. Hier lassen sich über Standardisierung, schnelle und zentrale Ersatzteilvorrhaltung bis hin zur Anlagensteuerung etc. nachweisbare Optimierungen vornehmen.

Der Schuh drückt allerdings an anderer Stelle und dort kräftig, an drei Beispielen wird das deutlich:

1. Die eingangs so positiv geschilderten Rahmenbedingungen werden für die Vermarktung von Bio-Erdgas durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zum Hemmschuh. Dort wird der Einsatz von Bio-Erdgas im Wesentlichen auf den BHKW-Betrieb beschränkt. Damit bleibt der gesamte Wärmemarkt für den Einsatz von Bio-Erdgas zu Heizzwecken, z. B. in Kombination mit hocheffektiven Brennwertgeräten, unerschließbar. Dazu bedarf es dringend der Korrektur im EEWärmeG, um Bio-Erdgas technologieoffen einsetzen zu können.
2. Vor allem im Gebäudealtbestand könnte ohne große kundenseitige Investitionen bei Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur mit Bio-Erdgas ein erheblicher Umweltbeitrag geleistet werden. Somit ist auch im Gebäude-Altbestand eine länderübergreifende einheitliche Quote zur Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien technologieoffen im EEWärmeG zu formulieren.



Bio-Erdgas-Produktionsanlage Altenstadt

3. Derzeit erarbeitet die Deutsche Energieagentur (dena) in Partnerschaft mit der Energiewirtschaft eine bundesweit einheitliche Plattform zur EEG-konformen Zertifizierung von Bio-Erdgas. Grundsätzlich gilt es Formalismen möglichst zu reduzieren, um das Produkt einfach erklärbar und handelbar zu gestalten.

Solange diese und weitere Rahmenbedingungen nicht erarbeitet sind, können die politischen Ziele mit Bio-Erdgas nicht realisiert werden. Bereits jetzt werden mögliche Projekte und Investitionen gestoppt. Die Erdgaswirtschaft und der Gesetzgeber sollten möglichst schnell alle Hebel in Bewegung setzen, um das Produkt wirklich marktfähig zu machen.

Markus Kittl, Technischer Geschäftsführer erdgas schwaben gmbh

Extrakt aus energie/wasser-praxis, Ausgabe 3/2010 – Abdruck mit freundlicher Genehmigung des DVGW-Fachverbandes

Gasfachmann

Dipl.-Ing. Steffen Tolk, 50
Abt.-Ltr. Techn. Planung
Stadtwerke Rostock AG
„Gasmann“ seit 1992



Mit welchem Satz / Sprichwort würden Sie Ihre Lebensphilosophie zusammenfassen?	Leben und leben lassen
An welchem historischen Ereignis hätten Sie gern teilgenommen?	Entdeckung Amerikas
Ihre größte Stärke?	Belastbarkeit
Ihre größte Schwäche?	Papier wegräumen
Welche menschliche Eigenschaft – schätzen Sie am meisten?	Ehrlichkeit und Zuverlässigkeit
– mögen Sie am wenigsten?	Unaufrichtigkeit
Wenn Sie kein „Gasmann“ wären, in welcher Branche könnten Sie sich wohlfühlen?	Seefahrt
Welches politische / gesellschaftliche Ereignis der letzten Zeit hat – Sie sehr betroffen gemacht?	Die nicht enden wollenden, sinnlosen Mordanschläge in der ganzen Welt Dass es nach der Finanzkrise mit der Wirtschaft wieder aufwärts geht
– Sie sehr gefreut?	
Ihr(e) Lieblings- ... Ziel?	Skandinavien/Island; keine Städte, dafür Tundra o.Ä. Argentinisches Entrecote vom Grill Autowandern Eddy Murphy
... Essen?	
... Hobbys?	
... Schauspieler/-in oder ... Film?	
Ihr Statement zu ... den Auswirkungen der Klimaveränderung?	Werden oft überbewertet, sollten aber dennoch jetzt durch uns angegangen werden. Kleine Schritte sind immer noch besser als gar keine. Den Ausstieg aus der Kernenergie halte ich in diesem Zusammenhang für unfug.
... „Biogas“ jetzt und in naher Zukunft?	Eine Chance für die Gaswirtschaft, weiterhin überhaupt noch Gas verkaufen zu können, selbst wenn die Anforderungen (EnEV) noch weiter ansteigen. Hier müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Erd- bzw. Biogas aber deutlich verbessert werden, damit wir eine faire Chance haben.
... Versorgungssicherheit und -qualität?	Ist immer ein Thema und steht schon aus Selbstschutz für unser Unternehmen ganz oben auf der Tagesordnung.
... Ihrem Unternehmen im Wandel bzw. Stellenwert der EVU's?	Als mittleres Stadtwerk bewegen wir uns in einem spannenden Umfeld. Die Besonderheit in Rostock ist, dass wir nur Gas-, Fernwärme- und Stromnetze, Straßenbeleuchtung und LSA betreiben. Wasser und Abwasser gehören nicht dazu. Wir haben es aber bisher geschafft, uns auch unter den Anforderungen des neuen EnWG zu behaupten, und werden dies auch weiter tun.
... Öffnung des Messstellen-Betreibermarktes?	Halte ich für sehr fragwürdig, da wir als NB praktisch dennoch die gesamten Informationen zum Zähler bzw. zur Verbrauchsstelle vorhalten müssen. Geht mit dem neuen MSB irgend- etwas schief, sind immer wir als NB gleich wieder in der Pflicht und können diese Doppel- belastung nicht mehr über Netzentgelte finanzieren.
... neuen Wegen der Datenfernübertragung?	Sind immer interessant, müssen aber für uns stabil, sicher und preiswert sein.
... Smart Metering: Welche Auswirkungen kommen auf Sie zu?	Da wir, wie schon gesagt, nicht alle Medien transportieren, im Umland teilweise nur Gas und damit keinen Zugriff auf den Stromzähler haben, stellt eine wirtschaftliche Installation von Smart Grids o.Ä. eine große Herausforderung für uns dar.
... Elster-Internet: Was gefällt Ihnen, bzw. was vermissen Sie?	Es lässt sich schnell und sicher navigieren. Das Finden und Herunterladen der Prospekte und Bedienungsanleitungen gelingt problemlos.
... Firma Elster?	Ein verlässlicher Partner, der seine Kernkompetenz in Gasmessung und -druckregelung auch im immer schärfer werdenden Wettbewerb behaupten muss. Als Partner im Anlagenbau erleben wir Elster erstmalig beim Bau einer Bio-Erdgaseinspeisestation und erwarten auch hier die gewohnte Elsterqualität.
... Weiterbildung: Welchen Stellenwert haben Seminare der Hersteller zu Produkten und Vorschriften?	Nehmen wir natürlich immer gerne an, da Hersteller viel mehr im Detail der Vorschriften stecken müssen und uns daher Gerätefunktionen gut nahebringen können. Außerdem ist ein Feedback möglich, was sicherlich auch für die Hersteller für neue Produkte von Interesse ist.
Worin sehen Sie die größte Herausforderung im Gasbereich für die nächsten Jahre?	Die Sicherheit in der Gasversorgung auch unter den Bedingungen des regulierten Energie- marktes aufrecht zu erhalten und das Ganze dann auch noch gewinnbringend durchzuführen.
Welche Dienstleistungen oder Produkte erwarten Sie von uns?	Weiterhin einen verlässlichen Partner, der kurzfristig auf unsere Wünsche reagiert und Qualität liefert. Kompletanlagen für die Biogaseinspeisung, die man als Typanlage bestellen kann.

Biogasteam stellt sich vor:

Biogas – Ihre Ansprechpartner

Für die Kundenberatung haben wir Spezialisten eingesetzt. Somit kann die Projektarbeit von der Angebotserstellung bis zur Inbetriebnahme kompetent unterstützt werden.



Hans Kullmann

Projektleiter Biogasanlagenbau

Ansprechpartner für komplexe Messanlagen – speziell im Bereich Biogaseinspeiseanlagen und Biogasmessung. Beratung und Betreuung von Ingenieurbüros und Firmen im Kraftwerksbau.

E-Mail: hans.kullmann@elster.com



Michael Halm

Leiter Applikationen und Systeme

Zuständig für Konzepterstellung und Verfahrenstechnik in BGEA-Projekten; Berater von der Angebotserstellung bis zur Inbetriebnahme sowie After-Sales-Service.

E-Mail: m.halm@elster-instromet.com



Rüdiger Timm

Vertriebsingenieur Projekte und Systeme

Den Schwerpunkt bildet die Beratung zur Auslegung, Umsetzung und Begleitung von Stationsprojekten, insbesondere auch von Biogaseinspeisestationen.

E-Mail: ruediger.timm@elster.com

Zur Designplanung, Konzepterstellung, Abwicklung und Inbetriebnahme unserer Biogasprojekte steht eine starke Mannschaft von kompetenten Projektleitern zur Verfügung. Dadurch gewährleisten wir, dass wir unseren Kunden mit fachkundigem Personal von der Konzepterstellung bis zur Einspeisebereitschaft der BGEA kompetent zur Seite stehen.

**Besuchen Sie das Praxisseminar
am 7. Oktober 2010, Essen, InterCityHotel
Biogaseinspeisung – Stand der Technik und
neue Aufgaben**

Dr. Joachim Kastner, Elster GmbH, referiert über das Thema **Gesamtlösung für die Biogaseinspeisung inklusive Konditionierung, Odorierung, Kompression und amtliche Messung.**

Weitere Infos: www.gwf-biogas.de



Dr. Joachim Kastner

**Division Director, Leiter F&E
der Division Gas Quality**

Verantwortlich für Business-, Portfolio- und Technologiestrategie sowie Organisation des Geschäftsbereichs Gasbeschaffheitsmessung.

E-Mail: j.kastner@elster-instromet.com

Die 20/20/20-Koordinaten der Energiepolitik – weiter abwarten? Elster nimmt seine Verantwortung wahr

Mit Nachdruck schaut die Energiepolitik in Europa auf die Ziele 20% Verbrauchsreduktion durch Erhöhung der Energieeffizienz, 20% Verminderung der CO₂-Emission sowie 20% erneuerbare Energien bis 2020. Hierbei spielt die Energieverbrauchsmessung eine zentrale Rolle. Dezentrale Einspeisung von Strom und Gas trifft heute auf die historische Verbrauchserfassung einer zentralen Einspeisung. Dieses wird morgen nicht mehr ausreichen. Transparenz in der Niederspannungs- und Niederdruckebene bis zum Verbrauchspunkt gehört zu den infrastrukturellen Erfordernissen, um die oben genannten Ziele der Energiepolitik zu erreichen.

Die Elster-Gruppe sieht sich als verantwortungsvoller Anbieter auf dem Markt der Energiedatenmessung und des Energiedatenmanagements. Sie steht für innovative und anerkannte Lösungen in der Industrie- wie Massenverbrauchsmessung. Elster möchte mit ihren Produkten dazu beitragen, dass Strom-, Gas-, und Wasserversorgungsunternehmen ihre Effizienzverbesserungen durch präzise Messergebnisse für jeden deutlich sichtbar machen können. Nur auf dieser Basis kann auch das Thema der Zukunft Smarter Grids (intelligente Netzsteuerung) umgesetzt werden.

Smart Metering / Smarter Grids – mehr als ZFA

Für Elster ist Smart Metering mehr als eine auf das Massengeschäft erweiterte Zählerfernauslese (ZFA). Sie ist eine der infrastrukturellen Grundlagen für das Erreichen der 20/20/20-Ziele. Hierzu wird eine höhere Datenqualität und -quantität benötigt. Transparente Verbrauchsprofile von Kundensegmenten sind für alle Ebenen der Energieversorgung von der Generierung, dem Netzbetrieb bis zum Konsumenten, der in Zukunft auch gleichzeitig Produzent sein kann, die notwendige Grundlage für Investitionsentscheidungen. Smart Metering liefert diese Daten.

Aber viele Versorgungsunternehmen warten noch auf eine abgeschlossene Standardisierung über alle Kommunikationsebenen, die allerdings nicht in Sicht ist. Elster ist daher bereit, seinen Kunden einen großen Teil des Für und Wider abzunehmen, und bietet komplette Lösungen im Paket aus einer Hand an. Siehe auch nachfolgender Beitrag.



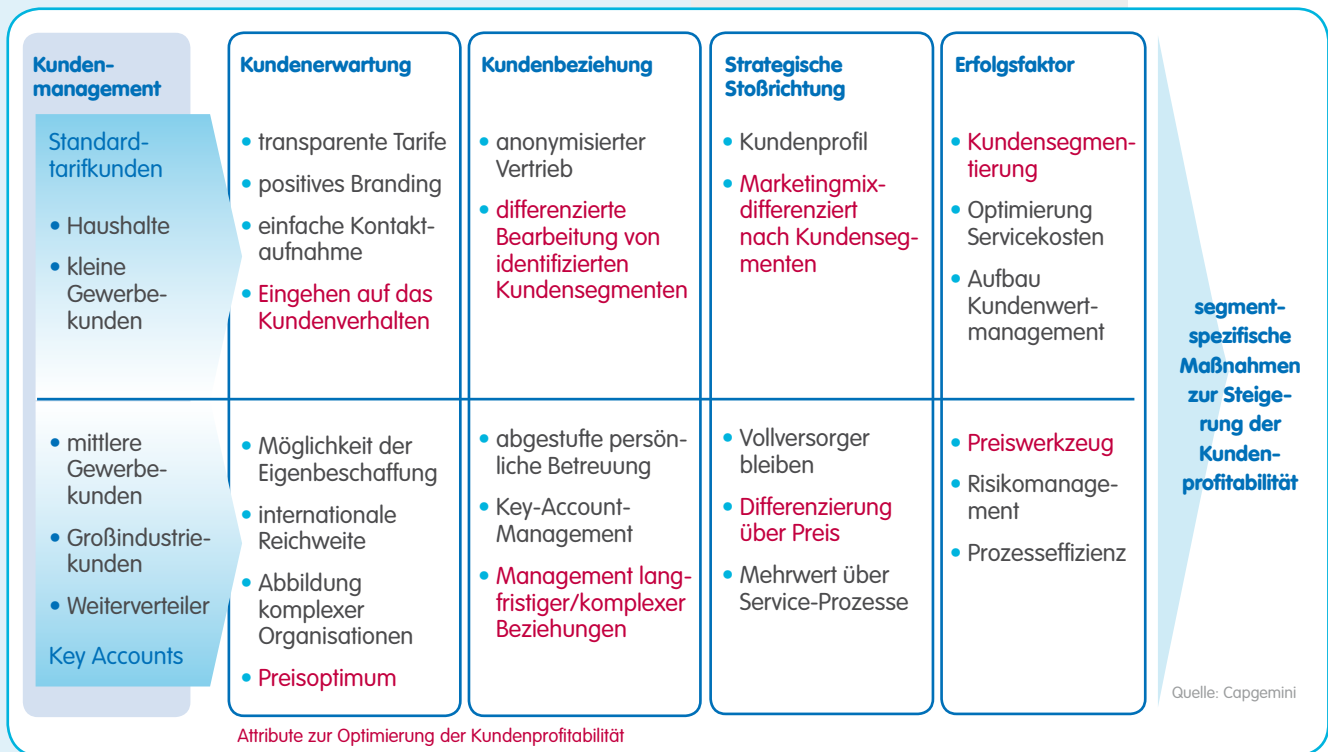
Zählerdatenmanagement unterstützt eine Vielzahl von Geschäftsprozessen in Vertrieb, Netzbetrieb und Beschaffung

Zählerdatenmanagement im Elster-Smart Meter-Paket

Im Mittelpunkt des Elster-Stadtwerkpakets für den Aufbau einer zukunftsträchtigen und effizienten Messdatenerfassung und -verarbeitung steht das Zählerdatenmanagementsystem (MDM-S) ElServer (Energy-Information-Server). Mit dem ElServer wird das Zähler- und Kommunikationsportfolio der Elster-Gruppe komplettiert, so dass Versorgungsunternehmen eine Lösung vom Zählpunkt bis zur Schnittstelle an die nachgelagerten Abrechnungs-, Kundenmanagement-, Planungs- sowie Finanzsysteme aus einer Hand bekommen können.

Die Nutzung des ElServers wird den Kunden als Dienstleistung geboten. Das bedeutet für den Anwender, dass er keine zusätzlichen Ressourcen für die IT-Infrastruktur aufbauen oder bereitstellen muss.

EnergyICT, ein Unternehmen der Elster-Gruppe, betreut bereits namhafte Kunden aus aller Welt mit seinem Konzept Software as a Service (SaaS). Die Verlässlichkeit eines renommierten Rechenzentrums sowie die Erfahrung in der Betriebsführung von Smart Metering- und Energy-Managementlösungen durch erfahrene Systemingenieure machen den Erfolg dieses Konzeptes aus.



Systemingenieure erarbeiten mit den Versorgungsunternehmen das Betreuungskonzept, welches sich dann in einer Servicevereinbarung (SLA=Service-Level-Agreement) ausdrückt. Die Höhe des Servicelevels kann auch im laufenden Betrieb je nach Anforderungen erhöht werden.

Die gesamte Einführung, Planung und Inbetriebnahme der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik wird vom Bereich Elster Integrated Solutions (EIS) gesteuert. Das führt zu einer erheblichen Verringerung von Unabwägbarkeiten und der Kunde konzentriert sich auf sein Kerngeschäft – die Zählerausbringung und die damit verbundenen Dienstleistungen.

Fokus auf Geschäftsprozesse

Diese Vorgehensweise bedeutet für den Kunden auch eine Fokussierung auf veränderte Geschäftsprozesse und die Erarbeitung neuer Dienstleistungsangebote für die Marktpartner. Dazu gehört auch die Analyse der Verknüpfungen mit bestehenden Back-End-Systemen und Geschäftsprozessen.

Mit den Lieferanten im Netz können Dienstleistungsportfolios erarbeitet werden, die es ihnen ermöglichen, segment-spezifische Angebote auf Basis von Lastprofilen zu unterbreiten. Auf dieser Basis kann eine verbrauchsorientierte Kunden-segmentierung erfolgen, die mithilfe weiterer Kriterien neue Tarifmodelle entstehen lässt. Der Lieferant kann Erfahrungen sammeln, wie die Verbrauchsprofile seine Beschaffungsfahrpläne unterhalb der RLM-Grenzen positiv oder negativ beeinflussen. Kundensegmentierung ist, wie in anderen Branchen auch, der Motor der Kundenprofitabilität (s. Abb.).

Auch für den Netzbetreiber können auf Basis des detaillierten Zahlenmaterials regional spezifische Analysen hinsichtlich der Auswirkung von eingespeister erneuerbarer Energie durchgeführt werden. Das Thema Smarter Grids wird auf eine transparente Grundlage gestellt. Vermutungen und Hypothesen können auf ihre Realität hin getestet werden.

Die zukünftige Rolle des Messstellenbetreibers und Dienstleisters kann mithilfe dieser Softwarelösung neu ausgelotet

werden. Er ist nicht mehr nur Lieferant für Abrechnungszahlen, sondern der kompetente Ansprechpartner für Analysen zum Kundenverhalten. Wie gefordert, kann er diese Aufgabe diskriminierungsfrei für alle Marktteilnehmer übernehmen.

Datenschutz und -sicherheit

Datenschutz und Datensicherheit müssen integrale Bestandteile des Smart Metering sein. Aus diesem Grund engagiert sich die Elster-Gruppe über ESMIG (European Smart Metering Industry Group) in der Expertengruppe 2 „Identifikation von regulatorischen Richtlinien für Datenverarbeitung, Datensicherheit und Datenschutz“. ESMIG berät in diesem Punkt die EU-Kommission.

Fazit

Elster steht Ihnen als ein verantwortungsvoller Lösungspartner zur Seite, um Ihnen einen erfolgreichen Eintritt in die Smart Metering- bzw. Smarter Grid-Welt zu ermöglichen. Gerne beraten wir Sie umfassend in einem persönlichen Gespräch.

Ernst Kiel

e.kiel@energyict.com

Metering Europe

22. – 24. September 2010, Wien

Wir freuen uns, Sie auf unserem Stand Nr. F15 in Halle 2 begrüßen zu dürfen. Seien Sie gespannt auf die Lösungen von Elster zum Thema Smart Metering.

Detaillierte Infos finden Sie unter: www.metering-europe.com

Elster Smart Metering: Pakete für Stadtwerke

Erfolgreiche Piloten und Teil-Rollouts aus einer Hand

Auch für mittelständische Versorgungsunternehmen ist Smart Metering ein Thema, auf das sie sich vorbereiten und das in verschiedenen Endkundensegmenten schon heute sinnvolle Anwendung finden kann. Dabei spielen natürlich Durchführungs- und Investitionssicherheit eine wichtige Rolle. Vor diesem Hintergrund hat Elster nun speziell für den deutschsprachigen Markt ein attraktives Gesamtpaket aus Hardware, Software und Dienstleistung entwickelt.

Mit der Gründung eines spartenübergreifenden Smart Metering-Kompetenzzentrums hat sich die Unternehmensgruppe auf die erweiterten Anforderungen dieses Themenbereiches eingestellt. Vom Standort Mainz-Kastel aus berät das internationale Team von Elster Integrated Solutions (EIS) die Versorgungsunternehmen auch über Europas Grenzen hinaus. EIS übernimmt Smart Metering-Projekte, die vom Zähler über die Kommunikationstechnik bis zum Zählerdatenmanagement reichen.

Projektmanagement und Service

Zähler Komm.-Module Software

Wesentliche Erfolgsfaktoren für solche Projekte im mittelständischen Bereich liegen aus Sicht von EIS darin, die Komplexität so weit wie möglich zu reduzieren und die Gesamtverantwortung bei aller gebotenen Interoperabilität möglichst in nur einer Hand zu halten. Folgerichtig bietet Elster nun standardisierte Mehrspartengesamtpakete für Strom, Gas und Wasser an, die auf eine sinnvoll reduzierte Anzahl von sicheren Lösungsvarianten und -komponenten zurückgreifen.

Intelligente Zähler

Für den Gassektor greift das Paket auf die bewährten Elster-Balgengaszähler zurück, die durch Absolut-ENCODER-Technologie und steckbare Kommunikationsmodule zu Smart Metern werden. Über M-Bus werden sie mit einem Stromzähler oder einem externen MUC-(Multi Utility Communication) Modul verbunden.

Ab 2011 gehören auch Elster-Wasserzähler zum Standardpaket, die ähnlich wie für den Gaszähler beschrieben über M-Bus angebunden werden.

Kommunikationstechnik

Die Elster-Gruppe ist selbst Hersteller von Kommunikationsmodulen und beherrscht daher die Technologien für Funk-, GPRS- und PLC-Kommunikation. Bei den angebotenen Smart Meter-Paketen kann Elster daher auch für eine sichere Übertragung der Zählerdaten sorgen.

Software

Mit dem EIServer verfügt die Elster-Gruppe über ein leistungsstarkes MDMS (Meter Data Management System). Aus dem sehr großen Funktionsumfang des EIServer wurde im Rahmen dieses Paketes die speziell für den Mittelstand relevante Funktionalität zusammengestellt. Sie beginnt bei der Datenauslesung und -aufbereitung und umfasst viele wichtige Analysen, Auswertungen und Applikationen. Dazu gehört auch ein Workflow für das Ausbringen der intelligenten Zähler. Die Lösung wird im „Software as a Service“ ab 1.000 Zählpunkten angeboten (siehe vorhergehender Beitrag). Der Kunde muss also keine Software kaufen und betreiben,

sondern bekommt diese einfach als Dienstleistung bereitgestellt.

Dienstleistungen

Der wichtigste Bestandteil besteht im Projektmanagement, wobei sich Elster für den Gesamterfolg des Projektes verantwortlich sieht. Die Dienstleistungen reichen von der Beratung bis zur Projektabschluss und beziehen sich auf alle Bausteine des Smart Metering-Paketes. Auch Eigenleistungen des Kunden können im gewünschten Umfang von hier aus eingebunden werden.

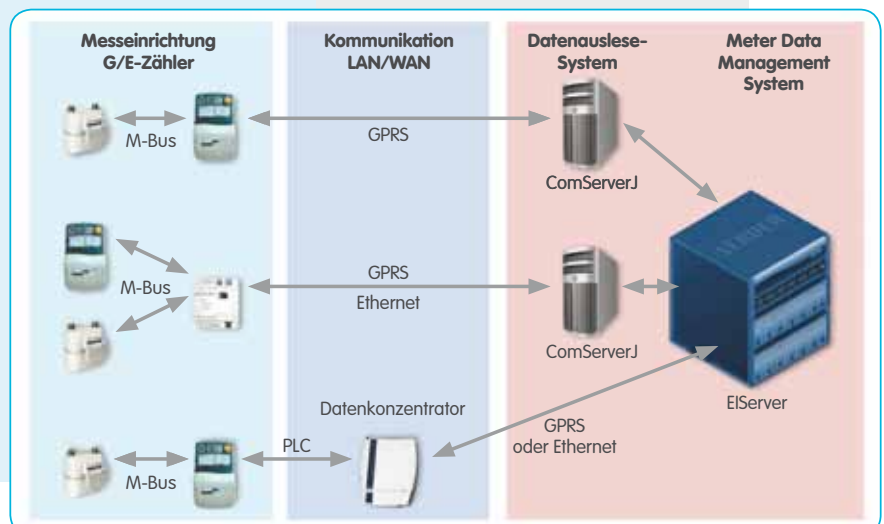
Fazit

Mit dem Ansatz von umfassenden Lösungspaketen bietet Elster einen Weg, der Projekterfolg und Investitionssicherheit verbindet und sich mit seinem hohen Standardisierungsgrad speziell für den Stadtwereksbereich eignet.

Wir sind für alle Medien gut aufgestellt, für weitere Infos wenden Sie sich bitte an uns.

Jörg Klärner

joerg.klaerner@elster.com



Produktpreis ist nicht gleich Kosten des Produkts: Wenn die Freude am Niedrigpreis schon lange vergessen ist ...

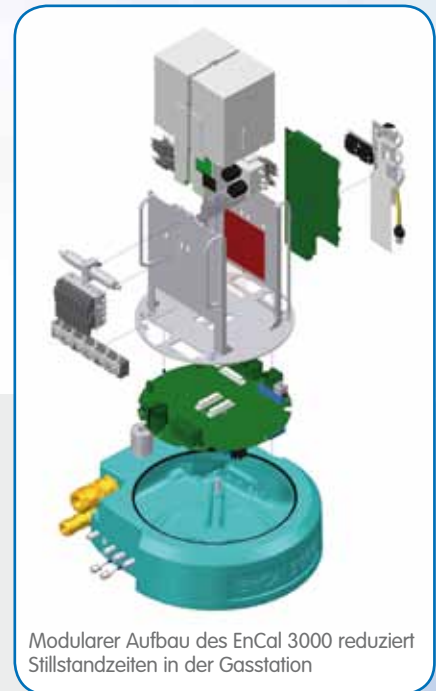
Mit Sicherheit haben die meisten von uns schon einmal einen neuen Tintenstrahldrucker gekauft. Zunächst verschafft man sich einen Überblick und überdenkt die Ansprüche, die man an einen Drucker hat. Den am Markt verfügbaren Modellen sind fast keine Grenzen gesetzt und man schaut sich ein paar Drucker genauer an, ob sie den jeweiligen Bedürfnissen gerecht werden. Sehr wahrscheinlich werden diese Drucker sogar Funktionen haben, die man nie nutzen wird. Nachdem man sich einige Modelle im örtlichen Computerladen näher angeschaut hat, entscheidet man sich dann doch, einen Drucker online zu kaufen, weil man natürlich nicht mehr als nötig zahlen will.

Hoffentlich basierte die Entscheidung für eine bestimmte Marke und ein bestimmtes Modell nicht nur auf dem anfänglichen Kaufpreis für den Drucker an sich. Falls doch, so erwartet einen höchstwahrscheinlich eine unangenehme Überraschung, wenn sich zum ersten Mal ein Fenster öffnet, um uns daran zu erinnern, dass Druckerpatronen nur eine begrenzte Lebensdauer haben. Der bittere Nachgeschmack der hohen Wartungskosten bleibt noch lange, nachdem die Freude über den niedrigen Preis verblasst ist.

Kommt Ihnen die oben beschriebene Situation bekannt vor? Wenn nicht, dann haben Sie vermutlich beim Neukauf alle zukünftig anfallenden Kosten mit in Ihre Überlegungen einfließen lassen. Dann basierte Ihre Kaufentscheidung für den Drucker auf den Total Cost of Ownership oder TCO anstatt auf dem Anschaffungspreis oder Ihrem Bauchgefühl. Das TCO-Konzept als Teil des Entscheidungsprozesses für Neuanschaffungen ist nicht wirklich neu. Es resultiert aus den achtziger Jahren und fand vor allem in der IT- und Automobilbranche Anwendung. Sein Ursprung liegt allerdings viel weiter in der Vergangenheit. Das erste Dokument, in dem es Erwähnung findet, ist ein Handbuch der American Railway Engineering Association aus dem Jahre 1929!

Lassen Sie uns am Beispiel unseres Gaschromatographen EnCal 3000 einen Blick darauf werfen, welchen Einfluss eine TCO-Analyse auf Ihre Kaufentscheidung haben kann. Da wir es nicht allzu kompliziert machen wollen, werden wir uns dabei schwerpunktmäßig auf die Faktoren konzentrieren, die einen technischen oder logistischen Hintergrund haben, wie z. B. Betriebsstoffverbrauch, Wartungskosten, Reparaturkosten sowie Kosten für Entwicklung und Installation.

Bei Gaschromatographen in der Erdgasindustrie wird normalerweise Helium als Trägergas verwendet. Sie verbrauchen außerdem Strom, Kalibriergas, Probegas und in manchen Fällen Druckluft zum Spülen des Gehäuses (Explosionsschutz) oder zur Steuerung von Pneumatikventilen. Der EnCal 3000 ist so konzipiert, dass einige dieser Verbrauchsgüter überhaupt nicht benötigt werden, während für alle anderen der Verbrauch auf ein Minimum reduziert wird. Da der EnCal 3000 auf der Ex-d-Explosionsschutzart basiert, benötigt er keine Druckluft. Die Ventile des EnCal 3000, die zur Kanalauswahl verwendet werden, sind elektrisch betätigte Magnetventile und brauchen somit keine pneumatische Ansteuerung in Form von Druckluft oder Helium. Zu guter Letzt ist das System insgesamt so konzipiert, dass der Heliumverbrauch extrem gering ist. Während die meisten Gaschromatographen für die Erdgasanalyse ohne Druckluft aus-



Modularer Aufbau des EnCal 3000 reduziert Stillstandzeiten in der Gasstation

kommen, gibt es beim Heliumverbrauch große Unterschiede.

Klassische Gaschromatographen verbrauchen bisweilen bis zu fünf Flaschen Helium im Jahr, während der EnCal 3000 von Elster nur eine Flasche im Jahr verbraucht. Diese Einsparung wird durch die MEMS-Technologie (Micro-Electro-Mechanical-Systems) erreicht, die den EnCal 3000 optimiert. In Zahlen ausgedrückt ergibt dieser Heliumverbrauch im Vergleich zu anderen Gaschromatographen einen relativ positiven (= niedrigen) Beitrag zu den Total Cost of Ownership. Da Helium eine immer knappere Ressource wird, beträgt der Kostenunterschied zwischen einer und fünf Flaschen allein für Gas und Gasflaschen mindestens viermal 300 Euro im Jahr. Rechnet man noch die entsprechenden Logistikkosten und die Arbeitskraft, die für den häufigeren Gasflaschenwechsel benötigt wird, hinzu, kommt man für den Heliumverbrauch auf eine Kostendifferenz in einer Größenordnung von 2.500 bis 3.000 Euro im Jahr. Über die

gesamte Lebenszeit von etwa zehn Jahren addiert sich das auf 25.000 bis 30.000 Euro, was ungefähr den eigentlichen Anschaffungskosten des Gaschromatographen entspricht!

Diese reelle Rechnung sollte man also auf jeden Fall machen!

Wartungs- und Reparaturkosten sind ein weiterer Faktor, der zu beachten ist. Hier wird es nun ein bisschen knifflig, weil schwer vorzusehen ist, wie häufig Reparaturen anfallen. Denn diese Häufigkeit hängt von verschiedenen Faktoren wie Umgebungsbedingungen, Installations-

Gaschromatographen, die nicht modular aufgebaut sind, müssen normalerweise auf Komponentenbasis repariert werden. Da diese Art Gaschromatograph nach einer Reparatur normalerweise erst eine lange Stabilisierungszeit benötigt, ist dieser Prozess sehr zeitaufwändig. Er dauert oftmals länger als einen Tag, da eine zuverlässige Nacheichung des Geräts immer erst einen Tag danach, nachdem der Gaschromatograph sich über Nacht stabilisieren konnte, durchgeführt werden kann.

Beim EnCal 3000 können wir innerhalb einer Stunde nach dem Komponenten- oder Modulaustausch eine zuverlässige und stabile Nacheichung des Gaschromatographen durchführen. Es funktioniert auch dann, wenn das gesamte Analysemodul (Injektor, Trennsäule und Detektor) ausgetauscht wurde. Das bedeutet, dass jede Reparatur innerhalb eines Tages durchgeführt werden kann, wodurch ein Arbeitstag und eine zusätzliche Übernachtung eines Servicetechnikers eingespart werden.

Darüber hinaus können durchaus zusätzliche Kosten für Sie als Endbenutzer anfallen, wenn die eichpflichtige Messanlage ohne direkten Datenfluss vom Gaschromatographen arbeitet. Die Energieberechnung für diesen Zeitraum wird auf der Grundlage von festgelegten Werten und nicht anhand tatsächlicher Werte durchgeführt. Somit sind möglicherweise nachträgliche Korrekturen nötig, was wiederum wertvolle Zeit und Geld kostet. Da wir diese Faktoren nur schwer quantifizieren können, kann es sich für Sie lohnen, eine eigene TCO-Analyse durchzuführen. Das Ergebnis einer solchen Berechnung könnte durchaus sein, dass die Reparaturkosten weniger ins Gewicht fallen als die Ausfallkosten des Systems.

Der letzte Faktor, den wir hervorheben möchten, sind die Engineering- und Installationskosten. Wenn erst einmal die Entscheidung für einen bestimmten Gaschromatographen gefallen ist, ist die Arbeit noch lange nicht getan. Jetzt fängt sie erst richtig an. Der Gaschromatograph muss in ein System integriert werden, was Engineering und Installationsarbeit erfordert. Die hierfür anfallenden Kosten werden bei der Entscheidungsfindung oftmals nicht berücksichtigt.

Ein Vorteil des EnCal 3000 besteht darin, dass er ein Kanalauswahlssystem mit integriertem Probenbypass enthält. Das

bedeutet: Wenn der Gaschromatograph für mehr als einen Gasstrom verwendet wird, sind keine zusätzlichen Ventile für den Wechsel des Gaskanals nötig. Einige Gaschromatographen auf dem Markt sind einkanalige Systeme, die sogar ein externes Ventil für die tägliche Kalibrierung benötigen. Da ein gutes Kanalwechselsystem auf einer Double-Block-and-Bleed-Konfiguration basiert, werden die Kosten für das Kalibriergas mindestens 1.000 Euro betragen. Wenn mehrere Gasströme analysiert werden sollen, kommen noch mal einige Tausend Euro hinzu. Der EnCal 3000 bietet den Kalibriergaswechsel als Standard an, und jeder zusätzliche Gasstrom kostet weniger als 700 Euro. Darüber hinaus ist es üblich, eine Bypassschleife für jeden einzelnen Probenstrom einzurichten. Im EnCal 3000 ist diese Probenbypassschleife bereits standardmäßig in der Kanalauswahl integriert, so dass kein externes System erforderlich ist. Dadurch werden mindestens 300 Euro pro Gasstrom eingespart. Ein weiteres Vorteil dieses internen Bypasses ist, dass er die Gesamtabgabe von Probegas reduziert, da der interne Bypass nur für den zu analysierenden Gasstrom aktiv ist, während ein externer Probenbypass ununterbrochen Gas ablässt, auch wenn der entsprechende Gasstrom zu diesem Zeitpunkt gar nicht analysiert werden soll.

Je nach Anzahl der implementierten Gaskanäle können die interne Probenstromauswahl und der interne Probenbypass mindestens zwischen 1.000 und 5.000 Euro einsparen – zusätzliches Engineering, Konstruktionsaufwand und Installationszeit schon mit eingerechnet.

Natürlich sind die oben genannten Beispiele bei weitem nicht vollständig und über einige Zahlenwerte kann sicherlich diskutiert werden. Aber sie geben durchaus einen Hinweis darauf, welchen Einfluss die TCO auf Ihre Entscheidung haben könnte. Es kostet einiges an Zeit und Aufwand, alle anfallenden Kosten mit einzubeziehnen – Zeit und Aufwand, die wir als Lieferant bereits bei der Entwicklung unserer Geräte und Systeme für Sie investiert haben. Wir nehmen uns gerne diese Zeit, denn wir wollen, dass Sie nicht nur dann ein gutes Gefühl haben, wenn Sie den Vertrag unterzeichnen, sondern auch in den nächsten zehn Jahren danach.

Elster sorgt für Transparenz!

Addy Baksteen addy.baksteen@elster.com

Produktpreis



effekten und der Reinheit des Gases bzw. der Qualität des Gasaufbereitungssystems ab. Da der EnCal 3000 als modulares System konzipiert ist, ist die Ausfallzeit des Systems nach einem technischen Problem in der Regel nur ganz kurz. Klassische

Industriebalgengaszähler mit Temperaturkompensation

Erfolg verleiht Flügel

Nichts beflügelt so wie Erfolg. Ein erfolgreiches Produkt wird gepflegt und weiterentwickelt – eine Produktfamilie entsteht. Balgengaszähler mit mechanischer Temperaturumwertung haben keine Flügel, ergänzen aber mit zunehmendem Erfolg die Produktfamilie der BK-Reihe.

Die Dichte von Gas ändert sich mit der Temperatur. Bei Erdgas ändert sich mit der Temperatur auch der Brennwert relativ zum Volumen. Gemäß DVGW-Arbeitsblatt G685 wird die Abrechnungstemperatur mit 15 °C angesetzt. Bei niedrigen Temperaturen unterhalb von 15 °C erhält der Endkunde mehr Energie (nutzbare Wärmemenge), als es der Anzeige eines unkompenzierten Gaszählers entspricht.



Die wirtschaftlichste Möglichkeit, den Einfluss der Temperatur auszugleichen, bietet die mechanische Temperaturumwertung für Balgengaszähler. Der Messrauminhalt der „Balgen“ wird mithilfe eines Bimetalls angepasst. Bei niedrigen Temperaturen wird der Messrauminhalt verringert, die Verbrauchsanzeige entspricht der nutzbaren Wärmemenge des Gases. Weil so die Abrechnungsgenauigkeit deutlich verbessert wird, räumt das DVGW-Arbeitsblatt G685 den Netzbetreibern und Endkunden das Recht auf Gaszähler mit Temperaturumwertung (TC) ein, sofern die Betriebstemperatur deutlich von 15 °C abweicht.

Seit Einführung der mechanischen Temperaturkompensation steigt der Balgengaszähleranteil mit TC gegenüber unkompenzierten Zählern kontinuierlich an. Nach Einführung der Temperaturkompensation für das Messwerk des BK-G4 (1993) wurde diese Technologie auch für die Messwerke des BK-G2,5 und der Gewerbegaszähler BK-G10...25 eingesetzt.



Kurbelplatte Messwerk V6T mit Bi-Metall

Bei Industriebalgengaszählern wird der Temperatureinfluss üblicherweise mit Temperaturmengennummern kompensiert. Im Vergleich dazu stellt die mechanische TC eine relativ preiswerte Lösung dar. Die Betriebskosten werden zudem durch die längere Eichgültigkeit spürbar gesenkt. In Deutschland beträgt die Eichgültigkeitsdauer für Balgengaszähler der Baugröße G16 bis G100 – alternativ auch mit mechanischer TC – 16 Jahre. Ein elektronischer Mengenumwerter hat jedoch

nur eine Eichgültigkeit von fünf Jahren. Auf vielfachen Kundenwunsch hin erweitert Elster nun die Produktfamilie der BK-Reihe mit mechanischer TC bis zur Größe BK-G100. Die Typen BK-G40T, BK-G65T und BK-G100T werden voraussichtlich ab September 2010 verfügbar sein. Hiermit verbunden waren umfangreiche Entwicklungsaktivitäten sowie die Spezifikation des Prüfaufwandes und dessen Abstimmung mit der PTB, um den einschlägigen Vorschriften zu entsprechen.

Baugröße	Gültigkeitsdauer der Eichung	
	Standardbalgengaszähler, alternativ mit TC	Mengenumwerter
G2,5 – G6	8 Jahre	5 Jahre
G10	12 Jahre	
G16 – G100	16 Jahre	

Industriebalgengaszähler mit mechanischer Temperaturkompensation stellen eine wirtschaftliche Lösung im Bereich der Gasmessung dar, die bei niedrigen Lebensdauerkosten Investitionssicherheit für viele Jahre schafft. Und das funktioniert auch ohne Flügel.

MID – was war das noch mal?

Prüfungen: auf den Druck kommt es an!

Nach der Einführung der sogenannten MID (Measuring Instruments Directive) sind fast vier Jahre vergangen. In vielen Bereichen ist das bisher unbemerkt geblieben, da sich für den Anwender kaum Änderungen ergeben. Außerdem gibt es noch eine Übergangsfrist bis 2016. Bis dahin dürfen die Geräte noch nach der bisherigen Regelung geeicht werden, sofern die Bauartzulassungen nicht abgelaufen sind.

Was regelt eigentlich die MID?

Die europäische Richtlinie 2004/22/EG regelt die Anforderungen und das Verfahren bis zum Inbetriebnahme von Messgeräten für den geschäftlichen Verkehr in der EU.

Bisher durften nur geeichte Messgeräte für diesen Zweck verwendet werden. Die Ersteichung wird nun durch ein Konformitätsbewertungsverfahren des Herstellers ersetzt. Die Eigenverantwortung der Hersteller wird damit gestärkt. Eine benannte Stelle wie z. B. die PTB erteilt die Baumusterprüfbescheinigung (nach Modul B der MID), welche die bisherige Bauartzulassung ersetzt.

Der Hersteller fertigt und prüft die Geräte nach einem definierten Qualitätsmanagementsystem, das wiederum von einer benannten Stelle zertifiziert und überwacht wird (Modul D der MID). Den Eichbehörden obliegt nun die Aufgabe der Marktüberwachung.

Anstelle des Hauptstempels mit dem Jahr der Ersteichung steht jetzt die CE-Kennzeichnung mit dem Jahr der Konformitätsbewertung auf dem Typenschild. Die Sicherungstempel am Gerät haben die Kennzeichnung des Herstellers, bei Elster ist das die sogenannte Bildmarke bzw. das Punktelogo.

Ziel dieser Regelung ist der Abbau von Handelshemmnissen innerhalb Europas. Das Verfahren der Nacheichung sowie die Nacheichfristen sind weiterhin national geregelt und bleiben in Deutschland unverändert. Diese werden auch künftig von den Eichämtern bzw. den Prüfstellen durchgeführt.



Für Turbinenradgaszähler ergibt sich eine Änderung für die Kennzeichnung des Druckbereiches. Auf der Grundlage einer Messung gemäß MID darf der Hersteller auf dem Hauptschild nur noch den Arbeitsdruck angeben, welcher mit den Prüfungen abgedeckt ist. D. h.: Bei einer reinen Niederdruckprüfung wird nur noch der Arbeitsdruck $p = 0 - 4$ bar angegeben. Wird eine zusätzliche Hochdruckprüfung durchgeführt, so erweitert sich der Arbeitsbereich um 50 bis 200% des Prüfdrucks. In der Abbildung wird ein Beispiel mit Prüfdruck 12 bar gezeigt. Der erlaubte Druckbereich wird dadurch von 6 bis 24 bar erweitert, wobei die sicherheitstechnische Grenze durch die Druckstufe von 16 bar natürlich eingehalten werden muss.

Liegt der Prüfdruck bei 8 bar und es wird zusätzlich eine Messung bei atmosphärischem Druck gefahren, so kann man den Zähler lückenlos von 0 bis 16 bar einsetzen.

Für den praktischen Einsatz der Turbinenradgaszähler hat sich aber nichts geändert, da in Deutschland die Technische

Richtlinie TRG 13 das ohnehin schon fordert. Lediglich die Kennzeichnung hat sich geändert – das Zusatzschild für Hochdruck entfällt mit der MID.

Werden die Hochdruckprüfungen auf externen Prüfständen, wie z. B. Pigsar in Dorsten, durchgeführt, so erhalten die Geräte trotzdem die Verplombung und die Konformitätserklärung von Elster. Dieser Ablauf ist in einem Vertrag reguliert, im Qualitätsmanagement von Elster integriert und Bestand des Modul D. Die Bescheinigung von Pigsar nennt sich jetzt Kalibrierschein und nicht mehr Eichschein.

Auch für andere Messgeräte ergeben sich einige meist kleinere Änderungen. Am wichtigsten für den Anwender und für uns ist, dass die Messgerätequalität und die Anforderungen an die Messtechnik auf dem gewohnt hohen Niveau bleiben.

Und bei Elster haben Sie damit keinen unnötigen Druck!

Vorwärmung mit Spareffekt: gas-net F1 als Energiebilanz-Zentrale

Neue Technologien führen zu neuen Überlegungen und zu neuen Ansätzen. Das gilt auch für die Ausstattung von Gasmess- und Regelanlagen. Die Möglichkeiten der heute verfügbaren Mikrogasturbinen erlauben neue Verfahren bei der Erdgasvorwärmung – einem notwendigen Übel bei Regelanlagen mit hoher Druckdifferenz. Die DREWAG NETZ GmbH geht hier neue Wege, Elster als Partner liefert dabei mit dem gas-net F1 ein Messgerät, das vor keiner Energieform zurückschreckt.

Die Mikrogasturbine macht's möglich!

Zur Begriffsfindung bemühen wir zunächst mal wikipedia, die freie Enzyklopädie im Internet: „Eine Mikrogasturbine ist eine besonders kleine Gasturbine, entwickelt insbesondere für den Einsatz in der dezentralen Energieversorgung im Leistungsbereich unter 200 kW elektrisch. Mikrogasturbinen sind gekennzeichnet durch ihre kompakte Bauform, hohe Drehzahl, niedrige Brennkammerdrücke und Temperaturen. Sie können mit einem breiten Spektrum an Kraftstoffen wie Erd- und Biogas, sowie flüssigen Brennstoffen betrieben werden.“

Mikrogasturbinen in GDRM-Anlagen

Was hat nun so eine Mikrogasturbine in einer GDRM-Anlage (Gasdruckmess- und Regelanlage) zu suchen? Mikrogasturbinen machen immer dann Sinn, wenn man neben der Umwandlung in elektrische Energie auch eine vernünftige Verwendung für die gleichzeitig umgewandelte Wärmeenergie hat. Ist man im Fall einer



Mikrogasturbine in der GDRM-Anlage

GDRM-Anlage einmal auf die Idee gekommen, diese Wärme für die Gasvorwärmung zu nutzen, so ergibt sich die Struktur eigentlich „wie von selbst“. Das Blockschaltbild zeigt stark vereinfacht, wie die Komponenten zusammenarbeiten. Der Brennstoff für die Mikrogasturbine ist

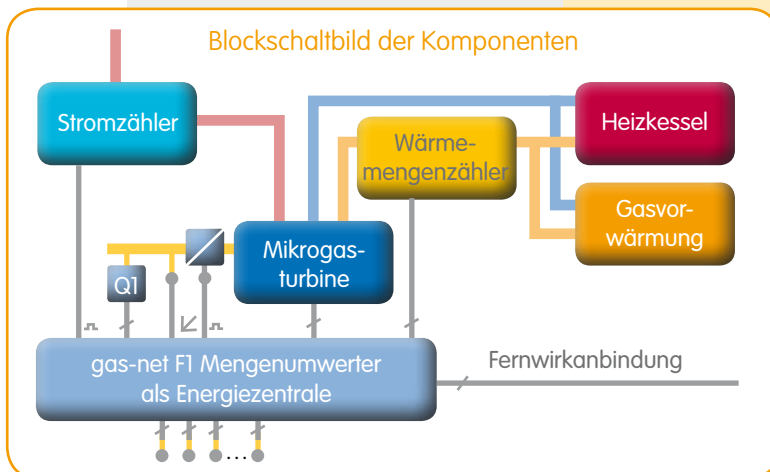
natürlich in dieser Anwendung Erdgas; die Verbrauchsmessung erfolgt mit einem Drehkolbengaszähler. Die Messwerte für Betriebsvolumen, Druck und Temperatur sowie die Gasbeschaffenheit gelangen zum Mengenumwerter; die Gasbeschaffenheit in der Messanlage ermittelt ein Elster gas-net Q1. Die von der Mikrogasturbine umgewandelte elektrische Energie wird ins Netz eingespeist. Die Wärmeenergie verbleibt in der Messanlage, indem sie nutzbringend der Gasvorwärmung dient. Dabei bleiben die bestehenden Heizkessel unverändert erhalten; der erweiterte Wasserkreislauf zur Mikrogasturbine wird über eine hydraulische Weiche eingekoppelt. Technisch gesehen ist das schon alles.

Über die eigentliche Technik hinaus darf überdies nicht unerwähnt bleiben, dass sich die CO₂-Bilanz des Prozesses beim Einsatz einer Mikrogasturbine deutlich verbessert.

Messgerät gas-net F1 für alle Fälle

Warum eigentlich nicht? Eine äußerst interessante Projektdiskussion kam zu bemerkenswerten Ergebnissen:

- Eine Mikrogasturbine zur Wärme- und Stromerzeugung in einem Netzkoppelpunkt installieren? Warum eigentlich nicht?
- In allen Netzkoppelpunkten der DREWAG NETZ GmbH wird der Brennwert gemessen – die Gasmengen der Mikrogasturbine als Energie erfassen? Warum eigentlich nicht?
- Zum Bilanzieren der Energieströme elektrische und Wärmeenergie erfassen, registrieren und weiterleiten? Warum eigentlich nicht?



- Die Überwachung der Mikrogasturbine erfassen, registrieren und weiterleiten? Warum eigentlich nicht?
- Wetterdaten in und an der Station erfassen, registrieren und weiterleiten? Warum eigentlich nicht?
- Viele Geräte dafür nutzen? Warum eigentlich?



Denn mit der Lösung aller informationstechnischen Aufgaben kann man ein einziges Messgerät betrauen: den Elster Brennwertmengennummerer gas-net FI.

Dessen Hauptaufgabe ist natürlich die fiskalische Messung, Umwertung und Energieberechnung des Brennstoffs für die Mikrogasturbine. Aber das ist noch lange nicht alles, was der gas-net FI für die Anwendung tun kann. Aufgrund seiner umfangreichen und flexiblen betrieblichen Zusatzfunktionen dient er in dieser Anwendung als Energie- und Überwachungszentrale. Das bedeutet, dass der gas-net FI über digitale Kommunikationsleitungen sternförmig mit allen anderen Geräten verbunden ist und mit ihnen Informationen austauscht. Wie das Blockschaltbild zeigt, erledigt der gas-net FI zusätzlich folgende Aufgaben:

- Kopplung über Modbus (zwischen geschaltetes Modbus/M-Bus-Gateway) mit dem Wärmemengenzähler; zyklische Erfassung der Wärmemenge, stündliche Archivierung der Wärmeenergie in einem Prozesswertarchiv; zusätzliche Überwachung des Wärmemengenzählers, Erfassung von Störungen in einem Betriebslogbuch
- Kopplung über Impuls-Schnittstelle mit dem Stromzähler; Umrechnung der Impulse in elektrische Wirkenergie, stündliche Archivierung der Wirkenergie in einem Prozesswertarchiv
- Kopplung über Modbus mit der Mikrogasturbine; Überwachung von Betriebsparametern der Turbine (z. B. Generator, Wechselrichter, Kompressor, Turbine),

Erfassung von Störungen in einem Betriebslogbuch; zusätzliche Möglichkeit, die Mikrogasturbine über die Modbus-Schnittstelle fernzusteuern (z. B. ein/aus)

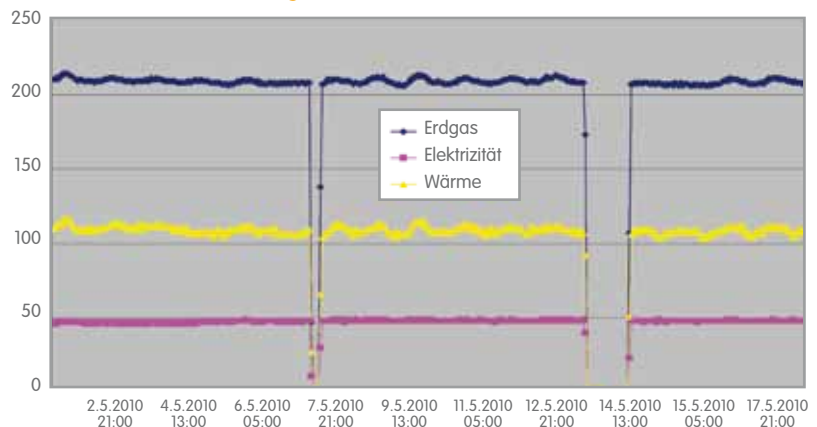
- Ermittlung von Klimadaten wie Innen- und Außentemperatur, Luftfeuchte und anderen Wetterdaten durch Anschluss zusätzlicher Aufnehmer; zyklische Archivierung in einem Prozesswertarchiv
- Kopplung mit der fernen Leitzentrale über IP-Netzwerk und das Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104; Bereitstellung aller Energiezähler (Brennstoff, elektrische Wirkenergie, Wärmemenge); Bereitstellung der aktuellen Klimadaten. Bereitstellung des Betriebs- und Störzustands aller Geräte; Möglichkeit, die Mikrogasturbine über die Warte fernzusteuern
- Kopplung mit der fernen Abrechnungszentrale über IP-Netzwerk und das DSfG-Protokoll; Bereitstellung des fiskalischen Abrechnungsarchivs für das Erdgas; Bereitstellung der Prozesswertarchive für alle anderen Energiearten und Klimadaten; Bereitstellung des Betriebslogbuchs

durchschnittlichen Verbrauch von 210 kWh Erdgas in der Stunde werden typisch 47 kWh an elektrischer Energie ins Netz abgegeben. Gleichzeitig werden ca. 110 kWh in Wärmeenergie gewandelt und der Gasvorwärmung zugeführt. Führen wir dazu eine grobe Überschlagsrechnung des Joule-Thomson-Effekts durch. Als Beispiel nehmen wir an, dass eine Gasexpansion von 40 auf 20 bar bei einem Normdurchfluss von 30.000 m³/h und bei einer Eingangstemperatur von +10 °C stattfindet. Dann wird sich unter Zuführung der Wärmeenergie von 110 kWh eine Gastemperatur von ca. +6 °C hinter dem Regler einstellen. Für die Anlagen der DREWAG NETZ GmbH ist diese Wärmemenge neben den bestehenden Heizkesseln für den Schwach- und Grundlastbetrieb geeignet.

Betriebserfahrungen

Der Einsatz von Mikrogasturbinen in GDRM-Stationen kann als sinnvoll betrachtet werden, wenn elektrische und Wärmeenergie vor Ort genutzt werden kann. Eine Einspeisung in das Stromnetz setzt eine Abnahme durch den Netzbetreiber voraus. Selbstverständlich sollten

Energiebilanz (alle Werte in kWh)



Damit dient der gas-net FI neben seiner Hauptfunktion als geeichter Brennwertmengennummerer als Zentrale für die Mikrogasturbine selbst und für alle Einrichtungen, die die Funktion der Turbine unterstützen. Unter Einsparung weiterer Überwachungsgeräte führt er alle wichtigen Daten zusammen, die es ermöglichen, den gesamten technischen Prozess vor Ort und von ferne zu beobachten, zu steuern und zu beurteilen.

Energiebilanz der Mikrogasturbine

Das Diagramm zeigt einen Auszug aus dem stündlich aufgezeichneten Prozesswertarchiv der Energiearten. Bei einem

Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten ausschließlich von geschultem Personal durchgeführt werden. Daher ist es wichtig, sich rechtzeitig mit den neuen Komponenten vertraut zu machen.

Im Übrigen hat sich die Turbine als präzises Betriebsmittel für die punktgenaue Gastemperatursteuerung erwiesen. Die Mikrogasturbine reagiert flinker als ein Heizungskessel und wirkt sich darum positiv auf das Regelungsverhalten aus.

Roberto Heider roberto_heider@drewag-netz.de
Dr. Ulrich George u.george@elster-instromet.com

Elster-Großgasmessgeräte mit neuem Typenschild Schilderwald oder Schutzschild?

Auf dem täglichen Weg zur Arbeit passiere ich mit dem Auto eine Menge Verkehrsschilder. Ob dieser Schilderwald am Straßenrand wirklich zum Vorteil für alle Verkehrsteilnehmer ist, kann man bezweifeln.

Die Kennzeichnung bzw. Beschilderung sollte auf jeden Fall hilfreich sein und für Sicherheit sorgen! Daher ist es genauso wichtig, wenn es um den sachgemäßen und sicheren Betrieb von Geräten geht, ein Schutzschild anzubringen.



Für die Gaszähler gilt, die minimalen und maximalen Betriebsbedingungen wie Durchfluss, Druck und Temperatur zu definieren. Aus rechtlicher Sicht sind ebenfalls Anforderungen durch Europäische Richtlinien zu erfüllen. Neben den „Rechtsvorschriften für Mitgliedsstaaten über Druckgeräte ... 97/23/EG“ (PED), der „Rechtsvorschriften ... für Geräte und Schutzsysteme ... in explosionsgefährdeten Bereichen 94/9/EG“ (ATEX) ist die „Richtlinie 2004/22/EG ... über Messgeräte“ (MID) seit 2006 in Kraft gesetzt worden.

In allen Richtlinien sind die Anforderungen des Herstellers an die Kennzeichnung des Gerätes genau beschrieben; u. a. muss der Hersteller eindeutig erkennbar sein.



Darüber hinaus möchten wir dem Wunsch einiger Kunden Rechnung tragen, die eine spezifische Zählernummer auf dem Zähler angebracht haben wollen.

Alle diese Anforderungen führten zu einem neuen Elster-Konzept für die Beschilderung von Drehkolben- und Turbinenradgaszählern.

- 1 Auf dem Hauptschild werden alle metrologischen Daten inklusive des Zulassungszeichens (innerstaatlich, EG oder MID) aufgedruckt.
- 2 Auf einem separaten Schild werden nur die Daten aufgedruckt, die abweichend von den metrologischen Angaben zusätzlich für die PED und ATEX erforderlich sind; z. B. sind die Temperaturbereiche für MID und PED nicht immer identisch.

Die Schilder sind obligatorisch und in den metrologischen und sicherheitsrelevanten Zulassungsunterlagen dokumentiert. Sie sind Bestandteile dieser Zulassungen und können daher nicht ohne weiteres verändert werden.

Auf Wunsch können weitere, nicht den Zulassungen unterliegende Schilder am Zähler angebracht werden.

Die in der Vergangenheit gewünschten Logos, u. a. von internationalen Vertriebsorganisationen, musste aufgrund der Verpflichtung zur eindeutigen Kennzeichnung des Herstellers von unserem Hauptschild verbannt werden. Mit einem zusätzlichen Schild kann dieser Wunsch jedoch erfüllt werden.

Bei Bedarf können auch eine kundenspezifische Nummer und/oder ein Barcode an einer gut zugänglichen Stelle am Zählwerkskopf angebracht werden.

Ob Schilderwald oder Schutzschild – mit dem neuen Schilderkonzept von Elster werden sowohl die legalen Anforderungen erfüllt als auch Kundenwünsche berücksichtigt. Wir beraten hier gern, was Sie alles beachten müssen. Nur ein richtiges Schild ist ein Qualitätssiegel.

Michael Franz michael.franz@elster.com

Turbinenradgaszähler TRZ2 mit neuem Strömungskörper: Bewährte Qualität im edlen Look!

Wenn Sie in den letzten Wochen einen TRZ2 von Elster erhalten haben, ist Ihnen nach dem Entfernen der Schutzfolie sicherlich aufgefallen, dass die Messpatrone anders aussieht als gewohnt. Statt des schwarzen Strömungskörpers aus Kunststoff wird seit Mai 2010 ein funktionsgleicher Strömungskörper aus Aluminium verwendet.

In den internationalen Märkten spezifiziert inzwischen ein zunehmender Anteil von Kunden seine Turbinenradgaszähler mit einem Strömungskörper aus Metall. Diesen Trend haben wir zum Anlass genommen, nunmehr für die komplette Serienproduktion einen Aluminiumströmungskörper einzuführen.

Intern heißt der neue Strömungskörper AFG, was neudeutsch Aluminium Flow Guide (Aluminiumströmungskörper) bedeutet. Der AFG besteht im Kern aus einem Strangpressprofil. Die geänderte Bauweise und die Bearbeitung im eigenen Hause ermöglichen eine noch bessere Kontrolle sowohl der Qualität aller Bauteile wie auch der metrologischen Eigenschaften.

Durch einen Zulassungsnachtrag bietet der AFG die gleiche Verwendungsmöglichkeit wie der bisherige Kunststoffströmungskörper des TRZ2. Neugeräte der Nennweiten DN80 bis DN150 sind bereits seit Mai 2010 auf den Strömungsgleichrichter aus Aluminium umgestellt. Für den G100 DN80 erfolgt die Umstellung im dritten Quartal.



TRZ2 mit Strömungskörper aus Aluminium

Bei Reparaturen erhalten Sie zukünftig je nach notwendiger Reparaturklasse auch eine Messpatrone mit Aluminiumströmungskörper. Durch den Zulassungsnachtrag ist es möglich, den AFG auch bei älteren Geräten zu verwenden. Aber eigentlich wollten wir Ihnen nur erklären, wieso Sie jetzt nicht mehr „schwarz-sehen“. Hochwertige Qualität im edlen Look – für Sie ohne Aufpreis!

Volker Lötz-Dauer volker.loetz-dauer@elster.com

GAT 2010 – Der Branchentreff 30.11. – 1.12.2010 in Stuttgart

Gasexperten informieren wieder auf der Gasfachlichen Aussprachetagung über neue Produkte, Normen und Innovationen in der Anwendungstechnik.

Besuchen Sie uns auf der Fachausstellung der GAT in Stuttgart. Wir sind für Sie dort am 30.11. und 1.12.2010. Sie finden uns auf dem Messestand Nr. A7 in der Halle 4.

Mehr Info unter: www.gat-dvgw.de

Elster-Anwenderseminare: Die neuen Termine für 2011 sind da! Know-how spart Zeit und Geld!

Daten sind gefragt: Immer mehr, Immer häufiger und immer schneller müssen sie zur Verfügung stehen. Die Herausforderung besteht darin, Daten zyklisch zweimal täglich verfügbar zu halten. Diese Daten müssen aus den abrechnungsrelevanten Archiven mit neuester DFÜ-Technik an weitere Energiedatenmanagementsysteme weitergeleitet werden. Hierbei sind konkrete Schritte gefragt. In der Praxis muss ein immenses Know-how unter Berücksichtigung aller Produktmöglichkeiten, Sicherheitsaspekten und gesetzlichen Richtlinien eingesetzt werden. Dies bedeutet, dass es ohne Schulung nicht geht.



Für den Bereich Elektronik bieten wir folgende Seminare an: Mengenumwerter, Datenspeicher und Datenfernübertragung.

Das weite Feld der Gasmessung deckt folgende Bereiche ab: Bidirektionale Turbinenradgaszähler, TurbinScope, Ultraschallgasmessgeräte, Gaschromatographen und Biogaseinspeisung. Damit die Zusammenhänge deutlich werden, haben wir in unserem Anwenderseminar Großgasmessung ein kompaktes Schulungsprogramm mit einer ausgewogenen Mischung aus Theorie und Praxisübungen für Sie zusammengestellt.

Die Gasdruckregelgeräte-Seminare (Nieder- und Mitteldruck) vermitteln und vertiefen die Funktionen und Einstellmöglichkeiten am Regelgerät und den Sicherheitseinrichtungen. Auch die DVGW-Arbeitsblätter, insbesondere die G459-2, werden neben den Vorschriften für die Inbetriebnahme und Instandhaltung für den Anwender transparent gemacht. Vorträge und praktische Arbeitsgruppen machen Sie oder auch Ihre Mitarbeiter fit für den Arbeitsalltag.

Elster bietet Ihnen jetzt schon die Terminübersicht für das komplette Seminarangebot des Folgejahres an. So haben Sie genug Vorlaufzeit, um Ihre Weiterbildung zu planen und zu buchen. Nutzen Sie Ihre Weiterbildungschancen.

Sie finden alle Termine und Anwenderseminare 2011 auch im Internet unter dem folgenden Link: www.elster-instromet.com/de/anwenderseminare.html

Haben Sie spezielle Fragen zu Seminarabläufen oder Terminen bei Ihnen vor Ort, rufen Sie mich gerne an: **06134 605-299**

Paul Schamari paul.schamari@elster.com

Anwenderseminare 2011

	Gasdruckregelung, Hausinstallation und Anlagenbau 2 Tage	Großgasmessung inkl. Energiemessung 2 Tage	Mengenumwerter und Datenspeicher 2 Tage	Mengenumwerter und Datenspeicher (Kompakt) 1 Tag	Neu: Komponenten zur Datenfernübertragung (Kompakt) 1 Tag	Neu: IP-basierte Datenkommunikation (Kompakt) 1 Tag	Elektronik-Prüfstellen-seminar 1 Tag	Smart Metering 2 Tage
Januar								
Februar			8./9.					
März	1./2.			22.	23.	24.		29./30.
April	12./13.		5./6.					
Mai	24./25.	3./4.	17./18.					
Juni				7.	8.	9.		
Juli								
August								
September	13./14.			20.			21.	
Oktober			25./26.					
November	8./9.	29./30.		22.	23.	24.		
Dezember	6./7.							