

9. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2018

07. / 08. März

Vortrag 04

Erfahrungen mit einem neuartigen Brennwertgeber zur
Bestimmung des Brennwertes in < 15 Sekunden

Dr. Achim Zajc

Metreg Solutions GmbH



Abstrakt:

Die Gasbeschaffenheiten in den deutschen Transport- und Verteilnetzen schwanken bereits erheblich. Die Dynamik der Gasbeschaffenheiten wird aus den verschiedensten Gründen zunehmen. Ein Grund ist das Versiegen der traditionellen Quellen und die Zunahme der Einspeisung von Gas aus unkonventionellen Quellen. Auch die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas trägt hierzu bei. Diese Trends benötigen eine schnelle und zuverlässige Brennwertbestimmung. Hier will der folgende Beitrag einen Lösungsansatz liefern.

Einführung

Die europäische und damit auch die deutsche Gaswirtschaft befindet sich im Umbruch. Traditionelle Erdgasquellen wie aus den Niederlanden und der einheimischen deutschen Erdgasförderung nehmen jährlich ab [1]. Das niederländische Erdgas wie das aus heimischer Produktion hat die sogenannte L-Gasqualität. Um sicherzustellen, dass Millionen von Gasgeräten bei abnehmender Produktion von L-Gas weiter störungsfrei arbeiten, muss Gas mit H-Gasqualität unter Zumischung von Stickstoff auf die L-Gasqualität eingestellt werden.

Werden neue traditionelle Erdgasquellen erschlossen, geschieht das in der Regel außerhalb Europas. Zunehmend wird auch in Deutschland die Einspeisung von LNG in das Erdgasnetz als Alternative zu russischem Erdgas diskutiert, um hier der Abhängigkeit von Russland entgegenzuwirken. Parallel dazu gewinnt die Einspeisung von regenerativen Quellen in das Erdgasnetz zunehmend an Bedeutung. Außerdem bringt der stark zunehmende europäische und globale Erdgashandel Veränderungen mit sich.

So konnte durch ein Projekt der E.ON gezeigt werden, dass in den letzten Jahren 30% der Haushaltskunden und 20% der Großkunden von starken Schwankungen des Wobbe-Index betroffen sind. Die Schwankungen können bis zu max. 1,5 kWh/m³ betragen [2]. Die Variation der Gasbeschaffenheit in der Gaswirtschaft schlägt bis zum Gasverwender durch. Die Auswirkungen auf diverse industrielle Thermoprozesse (Produktqualität, Effizienz, Schadstoffe, Sicherheit, Lebensdauer etc.) kann sehr unterschiedlich sein [3, 4].

Die Dynamik der Gasbeschaffenheit stellt die Energieabrechnung vor neue Herausforderungen und damit auch die Messung der Gasbeschaffenheit [5]. Die klassische Gasbeschaffenheitsmessung bedient sich der Prozessgaschromatographie. Die Prozessgaschromatographie ist sehr genau und eichfähig. Jedoch ist diese Technologie kosten- und wartungsintensiv. Außerdem ist die Analysenzeit mit 3 bis 5 Minuten (dies ist vom jeweiligen Hersteller abhängig) für Regelungsprozesse wie für eine Erdgaskonditionierungsanlage ungeeignet. Wobbe-Geräte bieten die Möglichkeit, in Kombination mit einer Dichtemessung den Brennwert innerhalb von Sekunden zu messen.

Jedoch sind diese Systeme ähnlich den der Prozessgaschromatographen sehr kosten- und wartungsintensiv.

Genau hier setzt die Sensortechnologie an. MEMS-Systeme (Microelectromechanical Systems, Chip-basierte Fertigungstechnologie von Sensoren/Aktoren, auch als Mikrosystemtechnik bezeichnet) sind erheblich günstiger herzustellen und durch die Miniaturisierung können diese Systeme auch wesentlich näher am Prozess (Probenentnahmestelle) installiert werden, um die Probenzeit erheblich zu reduzieren, so dass Analysenzeiten inklusive der Probenentnahme von < 15 Sekunden (T_{90} -Zeit) möglich sind.

Der folgende Beitrag demonstriert die Leistungsfähigkeit moderner Gasbeschaffenheitssensoren in den verschiedensten Applikationen im Feld und im Labor:

- Vergleichsmessungen mit einem traditionellen Prozessgaschromatographen mit BAM zertifizierten Prüfgasen im Labor
- Vergleichsmessungen mit einem traditionellen Prozessgaschromatographen in einem NKP der Gastransport Nord GmbH
- Einsatz als schneller Brennwerttransmitter in einer mobilen Gasmischanlage der Gastransport Nord GmbH
- Vergleichsmessungen in einer Biogas-Einspeisungsanlage
- Aufbau eines Brennwertgebers für die Bestimmung des Brennwertes < 15 Sekunden (inklusive der Probentransportzeit).

Moderne Gasbeschaffenheitssensoren basierend auf der MEMS-Technologie

Aktuell am Markt befinden sich zwei Sensorsysteme, die auf der MEMS-Technologie aufgebaut sind und den Brennwert bzw. Wobbe-Index ermitteln können. Dies ist zum einen der gasQS von der Firma MEMS AG und der CVM 400 von der Firma AZBIL Corporation. Dieser Beitrag stellt die jeweiligen Sensorsysteme vor und diskutiert die technischen Unterschiede, sowie Ergebnisse aus dem Labor, sowie aus Erdgasstationen im Vergleich zu herkömmlichen Prozessgaschromatographen.

Aufbau und Prinzip des Gasbeschaffenheitssensors der Firma MEMS AG

Der nur 3.5 x 2.1 mm² große Sensor-Chip, industriell hergestellt in einem komplementären Metall-Oxid-Halbleiter (CMOS)-Prozess, bildet das Herz des mikrothermischen Sensors. Wie der Name es bereits andeutet, handelt es sich dabei um ein voll integriertes Heizdrahtanemometer mit allen analogen und digitalen Kreisläufen für Signalverstärkung, AD-Wandlung und digitaler Kommunikation. Der Chip erlaubt die Messung der

Wärmeleitfähigkeit κ sowie der Wärmekapazität c_p eines Gasgemisches. Die Kombination des Sensorchips mit einer kritischen Düse liefert zusätzlich die Dichte ρ . Nun fehlt noch das Bindeglied in Form einer Korrelation zwischen diesen physikalischen Parametern des Gasgemisches und der Gasbeschaffenheit G . In Bild 1 ist der Gasbeschaffenheitssensor gasQS der Firma MEMS AG abgebildet.

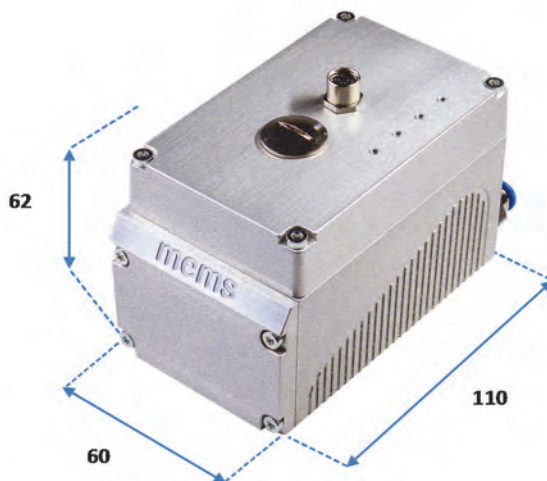


Bild 1: Gasbeschaffenheitssensor gasQS der Firma MEMS AG nicht Ex-Version [6] (Abmaße in mm) [6].

Messung der physikalischen Parameter

In Bild 2 ist der schematische Aufbau des Sensors dargestellt. Das zu analysierende Gas strömt bei geöffnetem Ventil aus der Messleitung ins Gasreservoir und fließt in Richtung der kritischen Düse.

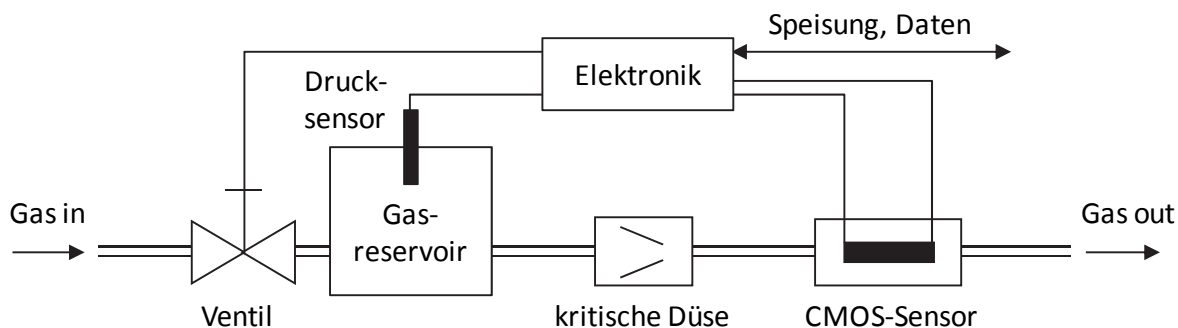


Bild 2: Schematischer Sensoraufbau [6]

Ist der Gasstrom in der Zuleitung grösser als der Abfluss durch die Düse, baut sich ein Druck im Gasreservoir auf. Erreicht der Druck einen Wert, bei dem die Düse in den kritischen Betrieb wechselt, wird kurz danach das Ventil geschlossen. Nun sinkt der Druck im Reservoir wieder, wobei der Druckabfall in guter Näherung einem exponentiellen Zerfallsgesetz folgt mit einer Zerfallszeit:

$$(1) \quad \tau \propto \sqrt{M}$$

Das Molekulargewicht M wiederum ist für die meisten Gase direkt proportional zur Dichte ρ . Wird also der Druck im Reservoir als Funktion der Zeit mit einem Drucksensor gemessen, kann auf die Dichte des Gasgemisches geschlossen werden. Dieser einfache Zusammenhang gilt nur, solange die Düse kritisch betrieben ist, was entweder einen Eingangsdruck von ca. 5 bar (Hochdruckvariante) oder einen Ausgangsunterdruck von ca. 300 mbar bedingt (Niederdruckvariante mit Pumpe). Das CMOS-Sensorelement kann mit einer eindimensionalen Wärmeleitungsgleichung beschrieben werden:

$$(2) \quad \frac{c_p}{\kappa} \cdot \rho v_x \cdot \frac{d}{dx} T = \nabla^2 T + \frac{1}{\kappa} \theta,$$

mit $\rho \cdot v_x$ dem Massenfluss über das CMOS-Sensorelement, T der Temperatur, dT/dx dem Temperaturgradienten, $\nabla^2 T$ dem Laplace Operator angewandt auf die Temperatur, c_p der Wärmekapazität, ρ der Dichte und κ der thermischen Leitfähigkeit. Der Wärmeeintrag des Heizdrahtes ist durch den θ -Term gegeben. Am Ende der Druckabfallmessung, wenn der Massenfluss zum Stillstand gekommen ist, wird die linke Seite der Gleichung (2) zu null. Die Messung der Temperaturverteilung ($\nabla^2 T$) auf dem Sensorchip mittels symmetrisch zum Heizdraht stromauf- bzw. stromabwärtsliegenden Thermosäulen erlaubt demnach die Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit κ . Nebst der Messung der Dichte hat die kritische Düse weiter die Funktion der Generierung eines zum (gemessenen) Vordruck proportionalen Massenflusses ρv_x . Da letzterer im Anschluss an die Düse über den Sensorchip fließt, tritt derselbe Massenfluss auch im Vorfaktor der linken Seite von Gleichung (2) auf. Damit wird ersichtlich, dass aus der Lösung von Gleichung (2) die Größe $\frac{c_p}{\kappa}$ bestimmt werden kann und zusammen mit der bereits bekannten Wärmeleitfähigkeit κ die Wärmekapazität c_p .

Korrelation

Lässt sich die gewünschte Gasbeschaffenheit (G) nicht direkt auf eine der Sensormessgrößen zurückführen, versucht man für eine möglichst breitgefächerte Reihe von bekannten Gasen, einen Zusammenhang zwischen Gasbeschaffenheit (G) und den gemessenen, physikalischen Gasparametern herzustellen, d.h. die Gasbeschaffenheit (G) mit den physikalischen Gasparametern zu *korrelieren*. Dies gelingt umso besser, je

unabhängiger die physikalischen Gasparameter untereinander sind und je grösser der physikalische Zusammenhang zwischen Gasbeschaffenheit (G) und diesen Parametern ist. Ist eine hinreichend genaue Korrelation gefunden, lässt sich die Gasbeschaffenheit (G) auch für eine unbekannte Gasmischung in der Regel aus den gemessenen, physikalischen Gasparametern gut korrelieren.

Der wahre Vorteil des Korrelationsprozesses liegt darin, dass die Zahl der korrelierbaren Größen nicht auf die Anzahl von Sensormessgrößen limitiert ist, da es sich beim Korrelationsprozess nicht um das Lösen eines Gleichungssystems handelt, wo die Anzahl unbekannter auf die Anzahl bekannter Größen beschränkt ist.

Je mehr Parameter zur Verfügung stehen, desto besser kann korreliert werden. Je genauer die Parameter gemessen werden können und je mehr über das zu messende Gas bekannt ist, desto genauer fällt das Resultat aus. Der verbleibende Fehler setzt sich einerseits aus dem reinen Korrelationsfehler und andererseits aus der Auswirkung von Messfehlern bei den physikalischen Gasparametern zusammen (Bild 3). Ersterer tritt auch auf, wenn die Ausgangsgrößen fehlerfrei gemessen werden können.

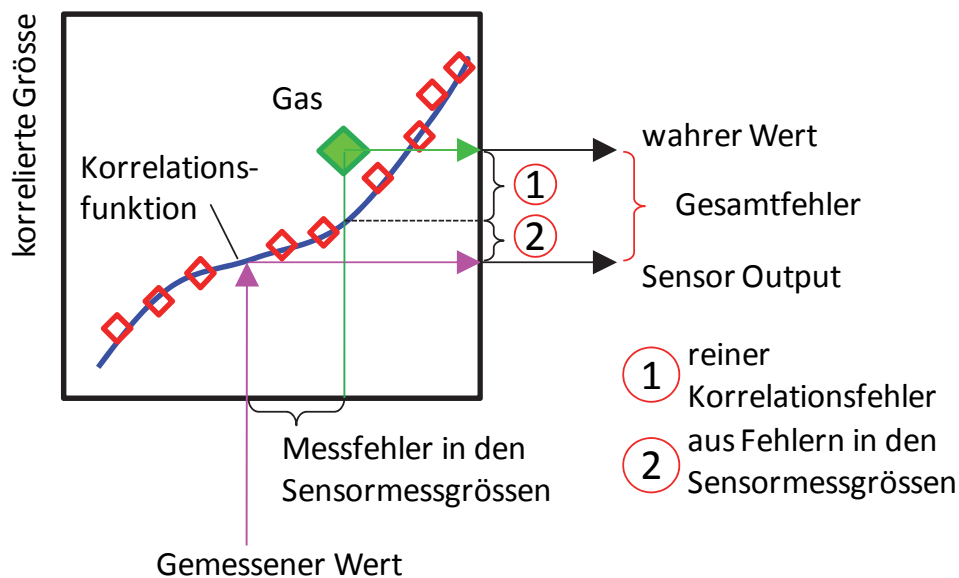


Bild 3: Fehlerquellen korrelatives Messverfahren [7]

Das korrelative Messverfahren kann seine Vorteile vor allem dort ausspielen, wo es darum geht, auf eine Änderung der Gaszusammensetzung schnell reagieren zu können, wo man also nicht erst mehrere Minuten auf das Resultat einer Messung warten möchte, wie dies bei praktisch allen anderen Verfahren der Fall ist.

Am einfachsten wird die gesuchte Gasbeschaffenheit (G) in diesem Fall der Brennwert bezüglich eines Referenzgases (hier G20, d.h. Methan) normiert aufgetragen. Sinnvollerweise wird das gewählte Referenzgas gleichzeitig zur Kalibrierung des Sensors benutzt. In dem Bild 4 ist gezeigt, wie die Kalibrierung von mehreren Gasbeschaffenheitssensoren vom Typ gasQS der Firma MEMS AG gleichzeitig von statten geht. Da der Brennwert und die Sensormessgrößen ρ , κ und c_p ähnlichen physikalischen Gesetzen unterliegen, kann davon ausgegangen werden, dass sich eine Korrelation zum Brennwert finden lässt. Dies ist tatsächlich der Fall (Bild 5). Einzige Voraussetzung an die Korrelationsfunktion: jedem Messwerttrippel ist eindeutig ein Brennwert zugeordnet. Ansonsten wählt man eine Funktion, bei der der zu erwartende Korrelationsfehler für die gewünschte Gasgruppe möglichst klein wird.

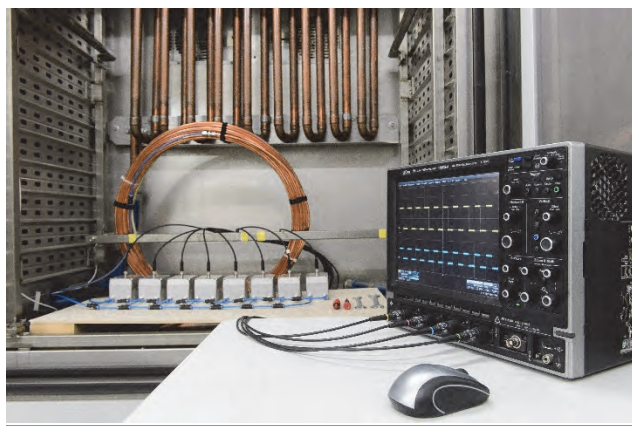


Bild 4: Kalibrierung von mehreren Gasbeschaffenheitssensoren vom Typ gasQS der Firma MEMS AG [6]

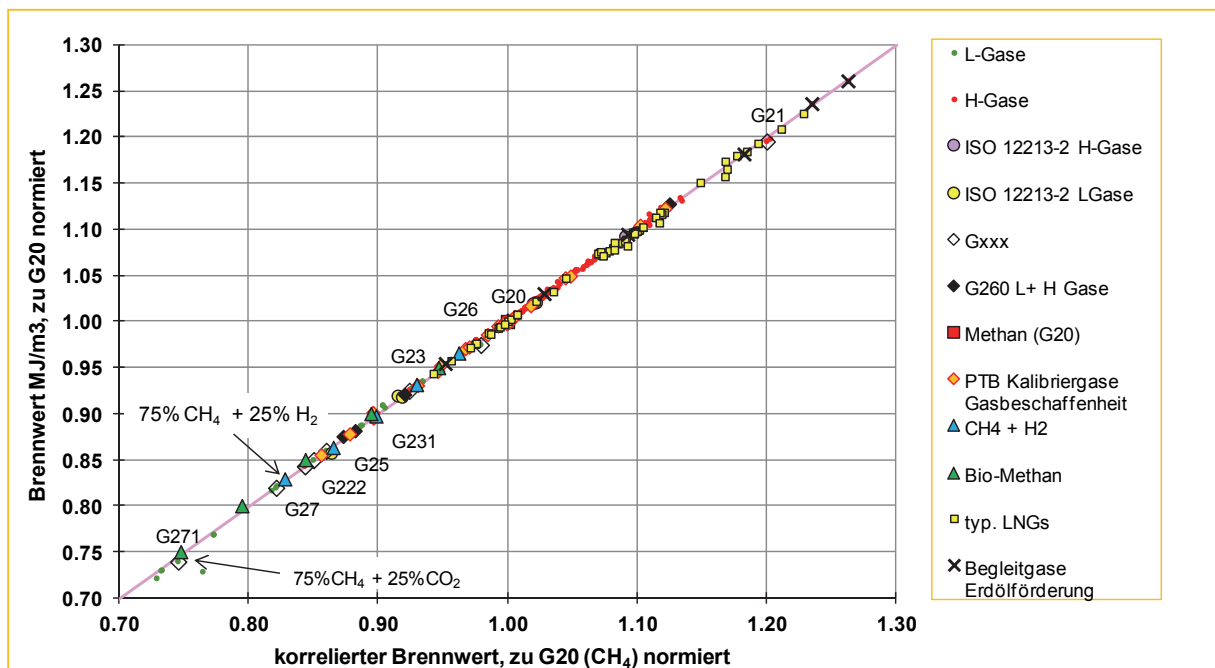


Bild 5: Korrelation des Brennwertes [8]

Das Korrelationsverfahren im vorliegenden Fall hat die Besonderheit, dass die Ausgangsgrößen der Korrelation effektive, physikalische Eigenschaften der Gasmischung darstellen, die aufgrund eines physikalischen Modells (Gleichung (2)) aus der Temperaturverteilung auf dem Sensorchip bestimmt werden. Somit lassen sich das Verhalten des Sensorsystems bzw. die Messfehler für beliebige Gasgemische voraussagen, wenn deren Werte für ρ , κ und c_p aus Datentabellen bekannt sind. Dies hat den Vorteil, dass ein Sensor speziell auf bestimmte Gasgruppen (z.B. Biogase) getrimmt werden kann, ohne dass eine große Anzahl von Gasen wirklich vermessen werden muss.

Vergleichsmessungen mit Prüfgasen (BAM zertifizierte Sekundärprüfgase)

Zur Prüfung der Leistungsfähigkeit bei der Bestimmung des Brennwertes durch den Gasbeschaffenheitssensor gasQS wurden BAM zertifizierte Sekundärprüfgase verwendet. Die Zusammensetzungen der vermessenen Gase sind in der Tabelle 1 zusammengefasst. Hierunter befinden sich auch die Prüfgase, die nach der Technischen Richtlinie G16 für eine „vollständige messtechnische Prüfung“ notwendig sind [9]. Die Prüfgase nach der Technischen Richtlinie G16 sind auch für die Erdgasgeräte nach der Technischen Richtlinie G14 für Biogas anwendbar [10]. Ebenso ist unter den verwendeten Prüfgasen das sogenannte „12M“-Prüfgas, das gemäß der PTB-Anforderung 7.63 (hier: Gasgemische nach der PTB-Anforderung 7.63 vom Januar 2016 [11]) als Kalibriergas mit mehr als 11 Komponenten geeignet ist.

Tabelle 1: Zusammensetzung der mit dem Gasbeschaffenheitssensor gasQS vermessenen Prüfgase

Bezeichnung	P1-9K	12M	L1-8K	H1-11K	9M	6H	11D	6L	11M	L1-11K
Details	Mol-%									
Wasserstoff	0,3001	1,0172			0,1984					
Stickstoff	2,944	4,0362	12,019	1,3398	4,0571	0,4344	4,0165	14,408	3,9761	11,0664
Sauerstoff	0,2957	0,5036			0,4183				0,4988	
Kohlenstoffdioxid	3,5266	1,5279	4,4997	0,3479	2,5076	1,8947	1,5029	0,9992	1,5197	1,5627
Ethan	0,3557	4,0994	0,748	0,394	2,5728	9,8515	4,0255	3,0053	4,0421	0,7463
Propan	4,6865	1,0306	0,3007	0,1941	1,0055	3,5502	1,0024	0,5032	0,9983	0,2993
2-Methyl-propan	0,2977	0,2036	0,2006	0,0994	0,1996		0,1929		0,1983	0,0989
n-Butan	0,2939	0,2041	0,2	0,1004	0,1998	1,0677	0,1928	0,0997	0,1982	0,0981
2-Methyl-butan		0,0499	0,0491	0,0505			0,0498		0,0501	0,0493
2,2-Dimethyl-propan				0,0505			0,0467			0,0515
n-Pentan		0,05		0,05			0,0497		0,0491	0,05
n-Hexan		0,0498		0,0488			0,0495		0,0482	0,0459
Methan	87,2998	87,228	81,983	97,3246	88,8409	83,202	88,8713	80,985	88,421	85,9316

Die Messungen wurden im Laboratorium der BEGA.tec in Berlin durchgeführt. Hierbei wurden die in der Tabelle 1 aufgeführten Prüfgase von zwei unterschiedlichen Gasbeschaffenheits-sensoren vom Typ gasQS zum einen mit der Seriennummer SN06 und zum anderen mit der Seriennummer SN15 vermessen. Das Laboratorium der BEGA-tec ist als staatlich anerkannte Prüfstelle für Messgeräte für Gas unter der Kennung GC9 zugelassen. Die Prüfstelle GC9 ist insbesondere auf dem Gebiet der Gasbeschaffenheitsgeräte und der Brennwertmessgeräte tätig. Weiterhin ist die GC9 als Prüfstelle zur amtlichen Zertifizierung von Prüfgasen 3. Ordnung zugelassen (Kalibriergase für PGC und Gasbeschaffenheitsmessgeräte). Die Ergebnisse, die bei den Vergleichsmessungen mit Hilfe der BEGA.tec erzielt wurden, sind für die Dichtemessung in Bild 6 und die Ergebnisse der Brennwerte in Bild 7 dargestellt.

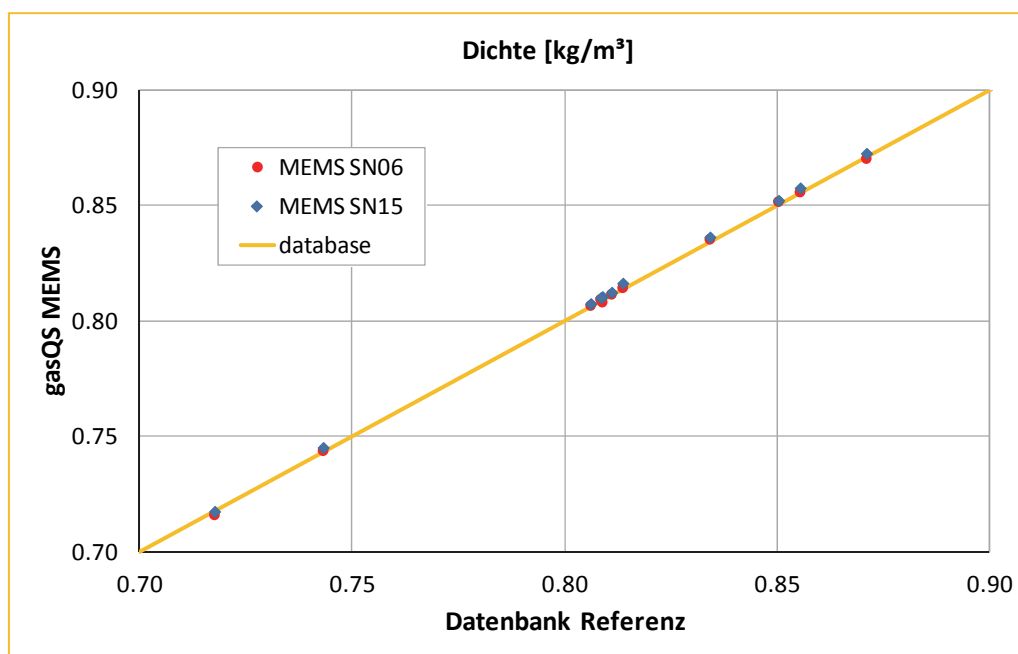


Bild 6a: Korrelation der Dichte

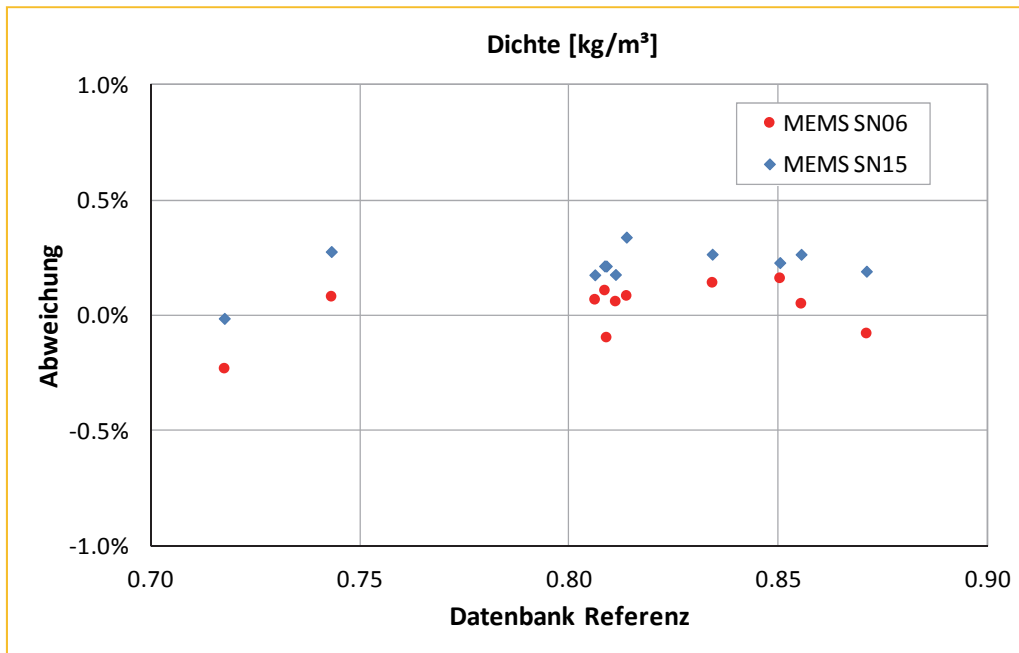


Bild 6b: Abweichung von der Referenzdatenbank

Im Bild 6a sind die Ergebnisse der Dichtemessung des Gasbeschaffenheitssensors gasQS gegen die Referenzwerte aus NIST Standard Reference Database 23 aufgetragen [12]. Aus der graphischen Darstellung wird die hervorragende Korrelation deutlich. Im Bild 6b ist die Streuung der Einzelergebnisse für die Dichtemessung über alle Prüfgase gemäß der Tabelle 1 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Ergebnisse in einem Band von $\pm 0,4\%$ liegen.

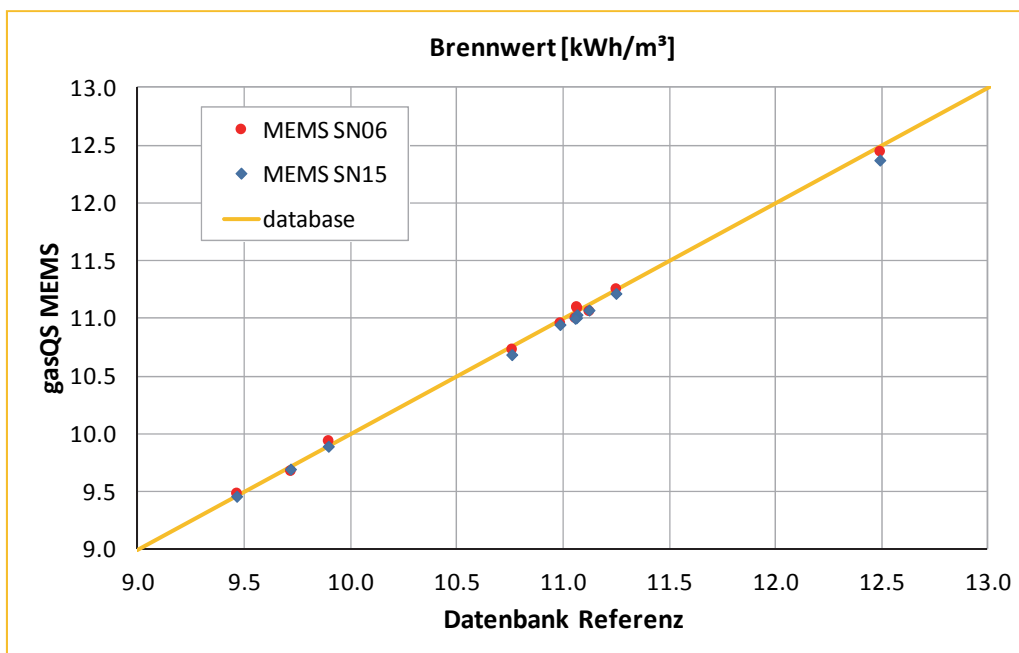


Bild 7a: Korrelation des Brennwertes

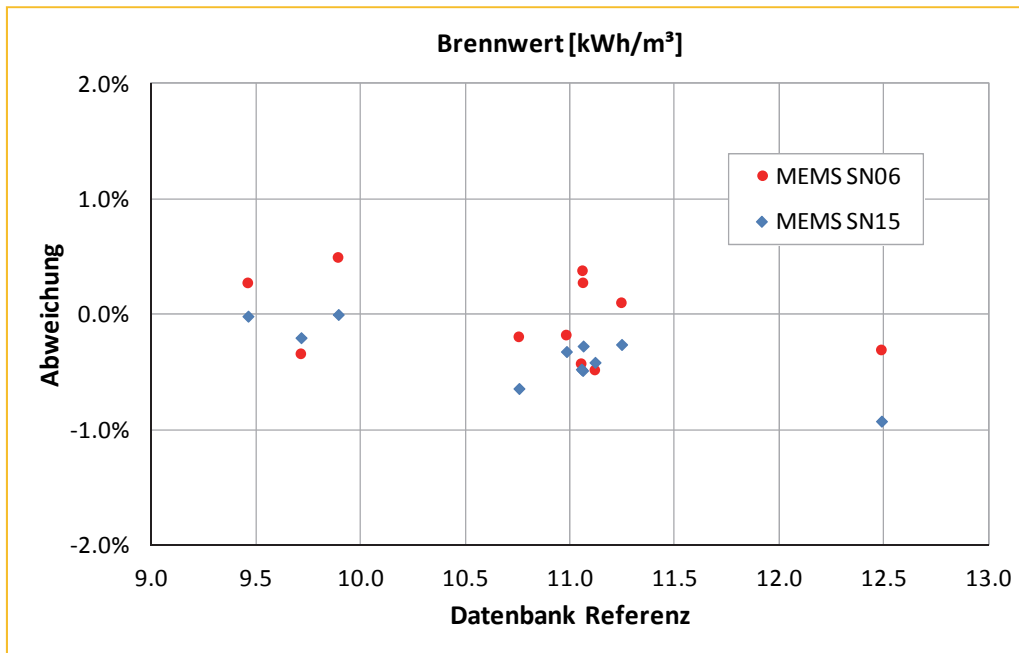


Bild 7b: Abweichung von der Referenzdatenbank

Analog zu Bild 6 sind im Bildes 7a die erzielten Messwerte für den Brennwert für die beiden Gasbeschaffenheitssensoren gasQS mit den Seriennummern SN06 und SN15 gegen den NIST-Referenzwert aufgetragen. Auch hier ist eine hervorragende Korrelation festzustellen. Die graphische Darstellung der Abweichungen der Einzelwerte vom NIST-Referenzwert zeigt, dass die Ergebnisse mit einem Fehler von $\pm 1\%$ behaftet sind (Bild 7b).

Tabelle 2: Typische Erdgaszusammensetzungen nach DVGW Richtlinie G260 [13]

Bezeichnung	Einheit	Russ.- Erdgas H	Nordsee-/ Erdgas H	Dänemark / Erdgas H	Holland / Erdgas L	Deutschlan d Erdgas L	Biogas H	Biogas H +LPG
Methan	Mol-%	96,96	88,71	90,07	83,64	86,46	96,15	90,94
Stickstoff	Mol-%	0,86	0,82	0,28	10,21	10,24	0,75	0,69
Kohlenstoff-dioxid	Mol-%	0,18	1,94	0,60	1,68	2,08	2,90	2,68
Ethan	Mol-%	1,37	6,93	5,68	3,56	1,06		
Propan	Mol-%	0,45	1,25	2,19	0,61	0,11		5,00
Butane	Mol-%	0,15	0,28	0,90	0,19	0,03		0,50
Pentane	Mol-%	0,02	0,05	0,22	0,04	0,01		
Hexane + höhere KW	Mol-%	0,01	0,02	0,06	0,07	0,01		
Sauerstoff	Mol-%	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	0,2	0,19
Gesamtschwefel	mg/m³	< 3	< 5	< 3	< 3	< 3	< 3	< 3
Brennwert	MJ/m³	40,3	41,9	43,7	36,8	35,4	38,3	41,9
Brennwert	kWh/m³	11,2	11,6	12,1	10,2	9,8	10,6	11,6
Normdichte	kg/m³	0,74	0,81	0,81	0,83	0,81	0,76	0,83
Wobbeindex	MJ/m³	53,1	52,9	55,0	46,0	44,7	50,0	52,3
Wobbeindex	kWh/m³	14,8	14,7	15,3	12,8	12,4	13,9	14,5
Methanzahl	-	90	79	72	88	97	102	76

In der Tabelle 2 sind die typischen Erdgaszusammensetzungen für H- und L-Gase gemäß der DVGW Richtlinie G260 aufgeführt [13]. Vergleicht man die Werte mit der Tabelle 1, so kann man erkennen, dass das Prüfgas „12M“ in der Zusammensetzung ein H-Gas repräsentiert und das Prüfgas „L1-8K“ ein L-Gas. Die Messabweichung für den Brennwert des „12M“-Prüfgases vom NIST-Referenzwert beträgt -0,18% (SN06) und -0,32% (SN15). Für die Messabweichung für das „L1-8K“-Prüfgas vom NIST-Referenzwert erhält man 0,27% (SN06) und -0,01% (SN15). Daraus wird deutlich, dass im Falle einer Erdgaskonditionierung bei der H-Gas mit Stickstoff auf L-Gas-Niveau gemischt wird, der Gasbeschaffenheitssensor gasQS zu Prozesskontrolle und -steuerung eingesetzt werden kann.

Vergleichsmessungen mit einem Prozessgaschromatographen in dem NKP „Schatteburg“ der Gastransport Nord GmbH

Im Anschluss an die Labormessungen bei der BEGA.tec wurde der Sensor gasQS der MEMS AG in dem NKP „Schatteburg“ der Gastransport Nord GmbH installiert. Bild 8 zeigt den Aufbau der Installation. Der gasQS wurde in einem Schutzkasten mit Heizung verbaut. Über eine Anschlussbox wurde die 24 V Spannungsversorgung und die CAN-Bus Kommunikation hergestellt. Der CAN-Bus wurde über einen Splitter aufgeteilt. Der CAN-Bus auf zwei Umsetzer geleitet. Diese Umsetzer wandeln den CAN-Bus in Modbus. Von da wurde eine Verbindung zu einem Industrie-PC und die zweite Verbindung zu einem M1 der Firma Elster hergestellt. Der M1 speichert die Daten und ermöglicht die Fernauslesung der Daten über die DSfG-Schnittstelle.

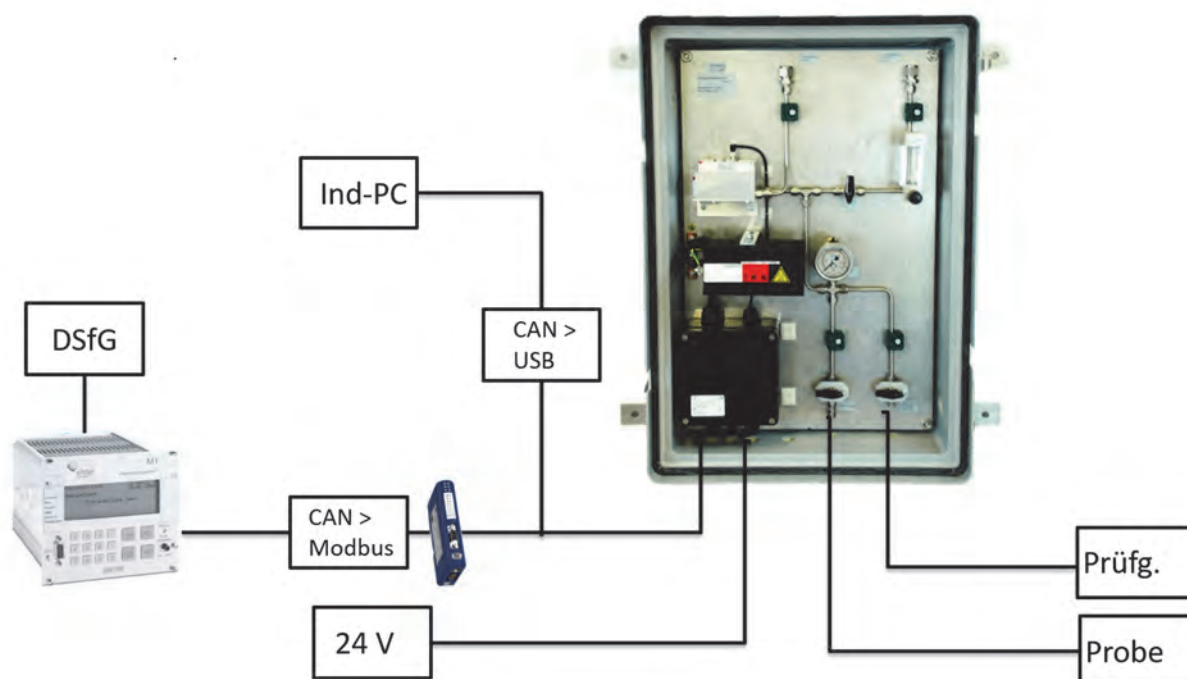


Bild 8: Aufbau der Testinstallation des gasQS Sensors in dem NKP „Schatteburg“ der Gastransport Nord GmbH

In Bild 9 ist die Installation vor Ort in der Gasstation dargestellt. Die Installation erfolgte im Juni 2017. In der Station ist auch ein Prozessgaschromatograph installiert



Bild 9: NKP „Schatteburg“ der Gastransport Nord GmbH

In der Tabelle 3 ist die typische Erdgaszusammensetzung in des NKP „Schatteburg“ angegeben. Hierbei handelt es sich eine typische L-Gas-Zusammensetzung. In den folgenden Abbildungen 10 und 11 sind die Ergebnisse für den Brennwert und die Dichte zum einen für den gasQS und zum anderen für den Prozessgaschromatographen für die Monate Juni und Juli 2017 dargestellt.

Tabelle 3: Typische Erdgaszusammensetzung in der Station „Schatteburg“

Bezeichnung	Einheit	L-Gas Station „Schatteburg“
Methan	Mol-%	81,2
Stickstoff	Mol-%	14,2
Kohlenstoffdioxid	Mol-%	1,1
Ethan	Mol-%	2,8
Propan	Mol-%	0,4
Butane	Mol-%	0,15
Pentane	Mol-%	0,1
Hexane + höhere KW	Mol-%	0,05

Bei der ersten Betrachtung fällt auf, dass die Ergebnisse der Brennwertmessung mittels gasQS meistens unter denen des Prozessgaschromatographen liegen. Bei der Dichtemessung ist das nicht immer der Fall. Messwertänderungen des Prozessgaschromatographen werden auch von dem gasQS angezeigt. Jedoch während der Prozessgaschromatograph sehr konstante Werte liefert, wie zum Beispiel um den 10. Juli 2017 (Bild 11), zeigt der gasQS einen auffälligen negativen Trend bei der Brennwertbestimmung.

In den folgenden Monaten wurden die Testmessungen fortgeführt. Die Tabelle 4 fasst diese Werte zusammen. Hierbei werden die Monatsmittelwerte für den Brennwert, erzielt mit dem gasQS, mit denen eines Prozessgaschromatographen verglichen. Im Juni 2017 war der Mittelwert des Brennwertes vom gasQS um 0,8% unterhalb des Mittelwertes für den Brennwert mittels Prozessgaschromatographen. Dieser Trend setzte sich bis September fort. Im September betrug die Abweichung -2,0%. Im Oktober drehte sich der Trend und die Abweichung zum Mittelwert des Prozessgaschromatographen wurde wieder kleiner. Im Dezember 2017 betrug die Abweichung 1,1%. Dieses Ergebnis ist überraschend, da erwartet wurde, dass der Sensor in den ersten vier Monaten des Praxiseinsatzes einem Alterungsprozess unterliegt und sich nun stabilisieren würde. Dies ist offenbar nicht der Fall. Eine weitere Verfolgung und Auswertung der Daten wird weiteren Aufschluss geben. Technisch ist der gasQS im Feld nicht mit einem Prüfgas kalibrierbar, so dass solche Effekte nicht minimiert werden können.

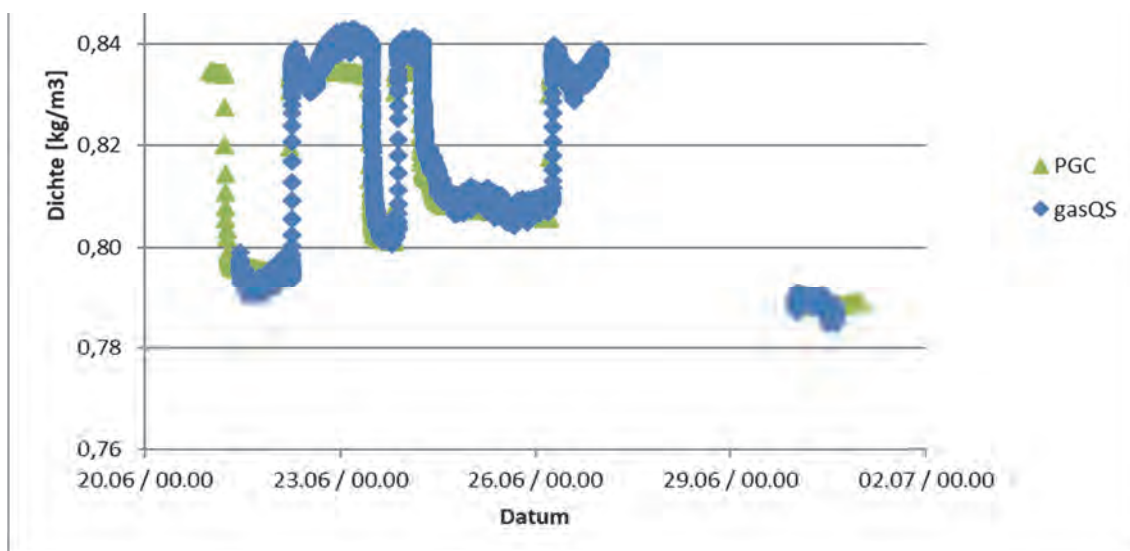
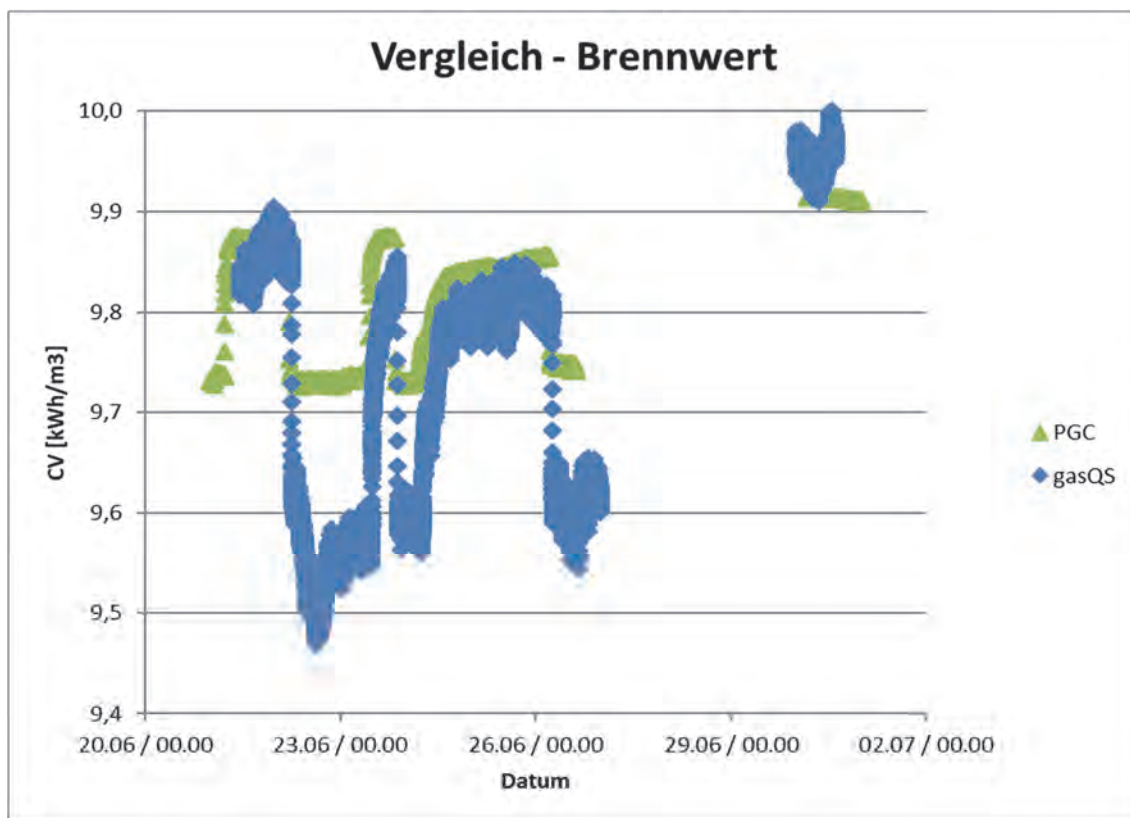


Bild 10: Abweichung des gasQS zum traditionellem PGC bezüglich des Brennwertes und der Dichte im Juni 2017

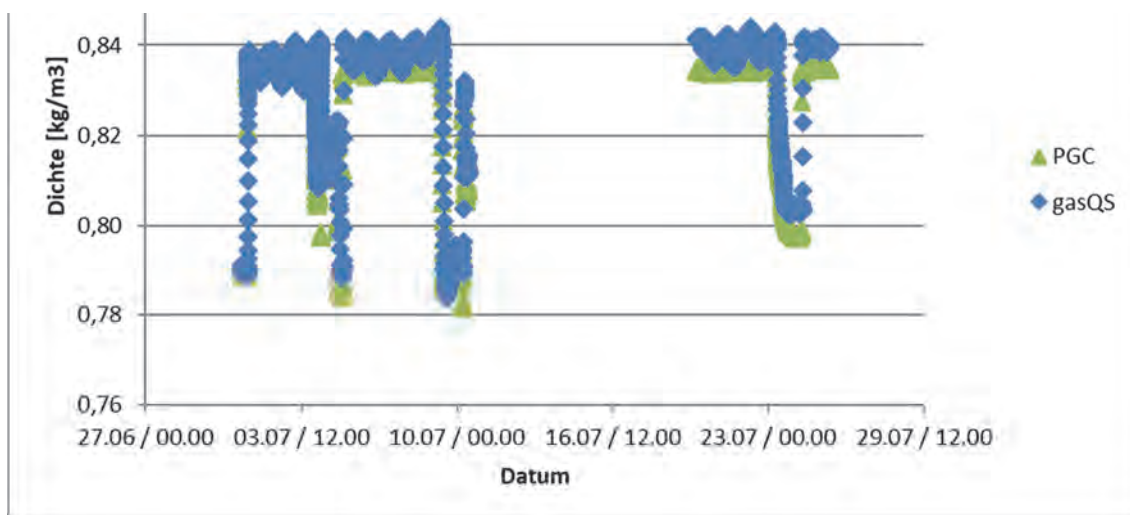
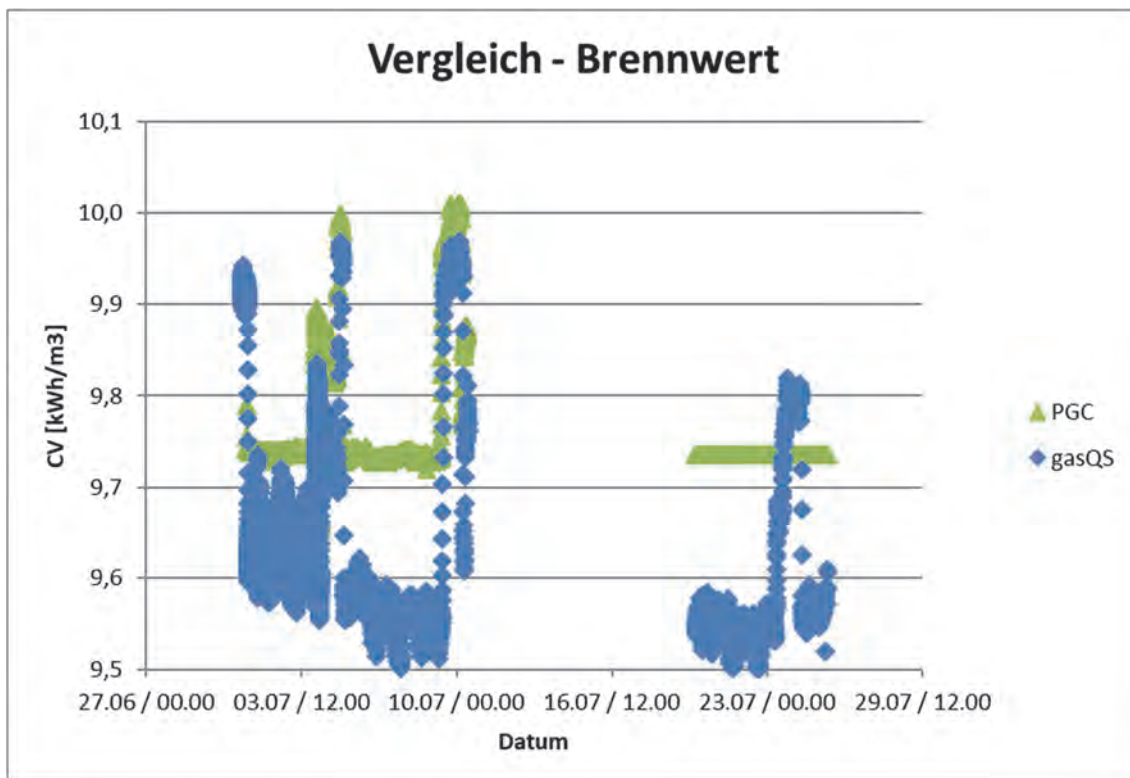


Bild 11: Abweichung des gasQS zum traditionellem PGC bezüglich des Brennwertes und der Dichte im Juli 2017

Tabelle 4: Vergleich der Monatsmittelwerte für den Brennwert in des NKP Schatteburg der Gastransport Nord GmbH

Brennwert-Monatsmittelwert	PGC [Wh/m ³]	MEMS [Wh/m ³]	Abweichung [Wh/m ³]	Abweichung [%]
Juni	9819	9738	82	-0,8
Juli	9765	9637	128	-1,3
Aug.	9733	9573	159	-1,6
Sept.	9741	9555	186	-2,0
Okt.	9746	9584	161	-1,7
Nov.	9743	9612	131	-1,3
Dez.	9744	9635	109	-1,1

Aufbau und Prinzip des Gasbeschaffenheitssensors der Firma AZBIL

Der Gasbeschaffenheitssensor CVM 400 misst die Wärmeleitfähigkeit eines Gasgemisches wie Erdgas bei verschiedenen Temperaturen und berechnet den Heizwert des Gases basierend auf seiner Wärmeleitfähigkeit. Die Bauweise ist bemerkenswert kompakt in einem leichten Exd-Gehäuse. Bild 12 zeigt den Aufbau des CVM 400 von AZBIL.

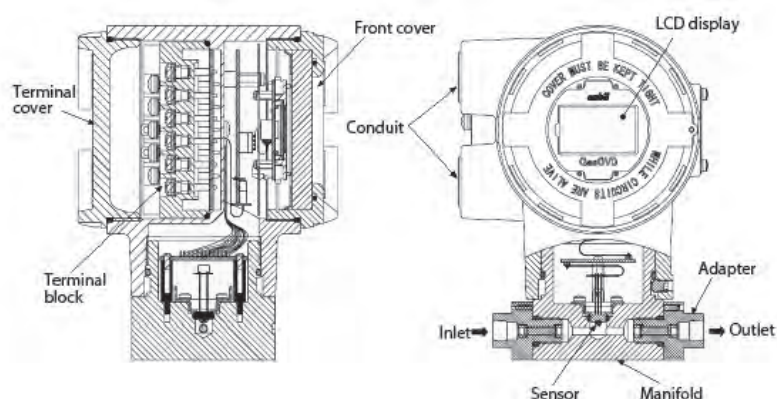


Bild 12: Aufbau des CVM 400 von AZBIL [14]

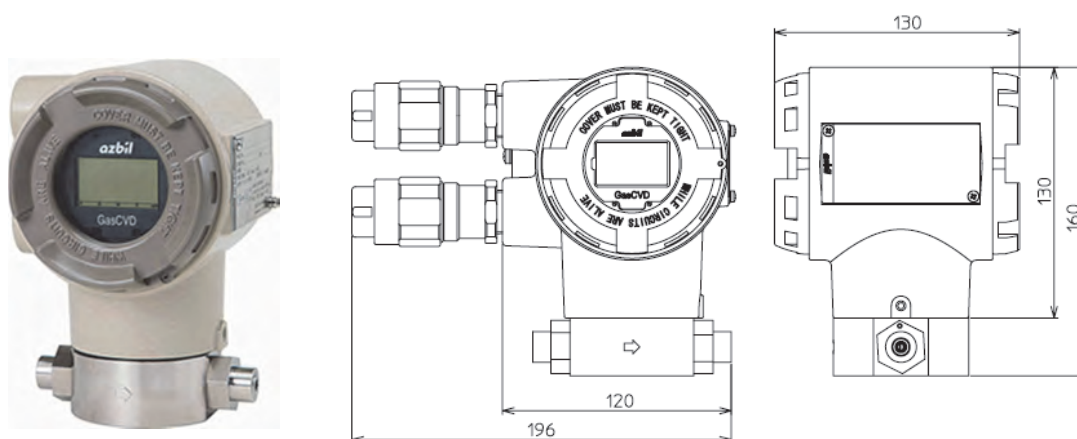


Bild 12: Gasbeschaffenheitssensor CVM 400 der Firma AZBIL ATEX-Version (Abmaße in mm) [14]

Der Gasbeschaffenheitssensor CVM 400 verwendet die Methode der Stützvektoren-Regression (SVR), die auch bei den Differenzdrucktransmittern der Azbil Corporation verwendet wird. Der Brennwert wird aus den gemessenen Wärmeleitfähigkeitswerten des Prozesses unter Verwendung einer im Voraus erstellten Kennlinienformel (3) basierend auf Wärmeleitfähigkeiten, die bei verschiedenen Temperaturen des Erdgases gemessen werden, berechnet.

$$(3) \quad Q = \alpha_{30000} \cdot TC_1^3 + \alpha_{21000} \cdot TC_1^2 TC_2 + \alpha_{20100} \cdot TC_1^2 TC_3 + \dots \\ \dots + \alpha_{10000} \cdot TC_1 + \alpha_{00000}$$

Q : Calorific value
 $TC_{1 \sim 5}$: Thermal conductivity at T1~5

Der Gasbeschaffenheitssensor CVM 400 kann für die Bestimmung des Brennwertes konform zur OIML R 140 eingesetzt werden [15]. Außerdem ist der CMV 400 für den Einsatz in Zone 1 gemäß IECEx und ATEX geeignet. Die Messzeit (T_{90} -Zeit) beträgt fünf Sekunden und 30 Sekunden bei der OIML-Version. Eine automatische Kalibrierung für längere Stabilität im Feld ist im Gegenteil zum gasQS möglich. Die automatische Kalibrierung erfolgt mit reinem Methan. Zu dem erfolgt eine automatische Überprüfung der Kalibrierhistorie. Es werden bis zu 5 der letzten automatischen Kalibrierdatensätze angezeigt, um so Änderungen des Kalibrierungsfaktors festzustellen.

Aufbau des Brennwerttransmitters [16]

Bei der schnellen Bestimmung des Brennwertes und / oder Wobbe-Index ist es nicht nur entscheidend, dass der Sensor sehr schnell, d. h. in Sekunden den Messwert zur Verfügung stellen muss, sondern auch die Probenaufbereitung entsprechend ausgelegt sein muss. Die Transportzeit des Gases zum Sensor muss minimiert werden. Aus diesen Überlegungen entstand der Aufbau des Sensors als Brennwerttransmitter. Der Aufbau des Brennwerttransmitters ist von der Firma Metreg Solutions GmbH als Gebrauchsmuster (Nr. 20 2017 005 215, IPC G01N 33/22) geschützt [16].

Bild 13 zeigt den Brennwerttransmitter vom Typ MGC^{flex} direkt auf einer Gasleitung montiert, damit ist natürlich die Proben transportzeit minimiert. Der Brennwerttransmitter vom Typ MGC^{flex} (Bild 14, 15) besteht aus einem Schutzkasten (1) mit einer festverbundenen Entnahmesonde mit in-situ Druckreduzierung (3). In dem Schutzkasten befindet sich der Brennwertgeber (11). Der Schutzkasten (1) in der Kombination mit der Entnahmesonde mit in situ Druckreduzierung (3) und der sich im Schutzkasten installierten Probenaufbereitung stellen den Brennwerttransmitter dar. Dieser kann direkt auf eine Gas- / Erdgasleitung installiert werden. Die Probenaufbereitung fängt bereits in der Spitze der Entnahmesonde (3) an. Hier befindet sich ein Filter zur Reinigung der zu messenden Probe. Außerdem wird auch hier der Druck von dem Prozessdruck auf ca. 2 bis 3 barg Probendruck reduziert. Die Einstellung des Probendruckes erfolgt and der Spitze der Entnahmesonde (3). Danach gelangt das Probengas über ein 3/2-Wegeventil (6) und eines Druckmanometers (8) sowie über einen Abzweig mit Druchflusskontrolle (9,10) zur schnelleren Anströmung des Brennwertgebers (11). Damit wird die Ansprechzeit auf < 10 Sekunden gesenkt. Das überschüssige Probengas wird über die Entlüftung (2) aus dem System entfernt. Sollte die Druckreduzierung der Entnahmesonde (3) versagen und so der volle Prozessdruck auf den Brennwertgeber (11) anliegen, so würde dieser zerstört. Um dies zu verhindern wird ein Abströmventil (7) ab einem gewissen Druck geöffnet und das Gas wird über die Entlüftung entspannt (2). Der Brennwertgeber steuert das 3/2-Wegeventil (6) um eine Kalibrierung mit einem Prüfgas durchzuführen. Das Prüfgas wird über den Prüfgasanschluss (5) an dem System angeschlossen. Die Durchflusskontrolle für den Brennwertgeber wird nach diesem vorgenommen, um das Totvolumen zu minimieren. Die Druchflusskontrolle erfolgt über ein Nadelventil (9) und einer Durchflussanzeige (10). Der Brennwertgeber (11) wird mit 24V Spannung (12) versorgt. Außerdem verfügt der Brennwertgeber (11) über einen Signalausgang (13) zur Übermittlung der erzielten Ergebnisse.

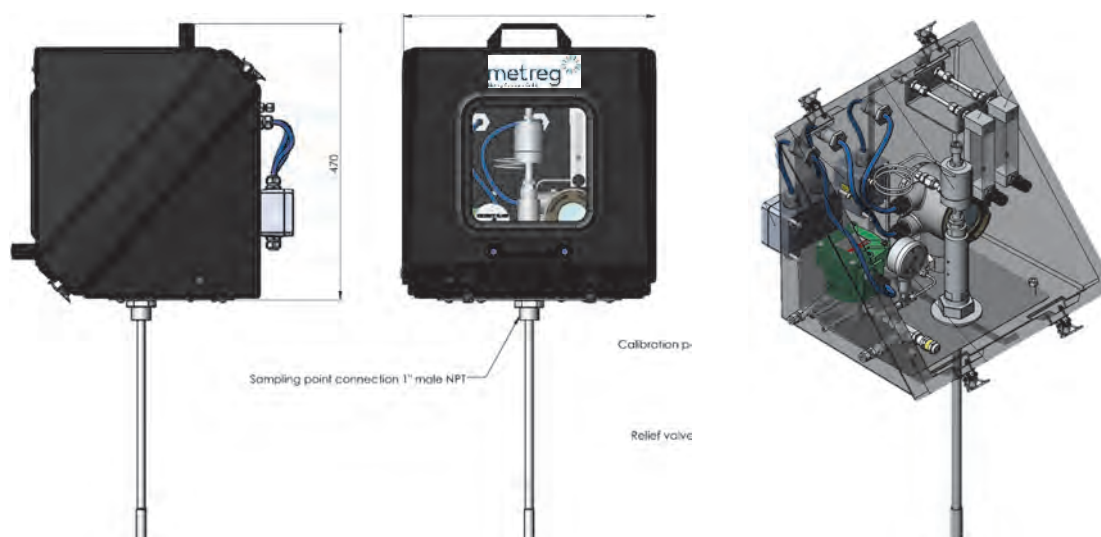


Bild 15: Brennwerttransmitter vom Typ MGC^{flex} [16]

Diskussion der Ergebnisse und Ausblick

Der Gasbeschaffenheitssensor gasQS der Firma MEMS AG zeigt in den Labortest gute Ergebnisse. Die Ergebnisse der Brennwert- und Dichtemessung liegen innerhalb einer Fehlerschwankung von $\leq \pm 1\%$. In der Erprobung zeigt sich jedoch, dass die Ergebnisse der Brennwert- und Dichtemessung innerhalb einer Fehlerschwankung von $\leq \pm 2\%$ liegen. Als großer Nachteil des gasQS der Firma MEMS AG hat sich herausgestellt, dass der Sensor im Feld nicht nachkalibriert werden kann.

Hier hat der CVM 400 klar den Vorteil, dass dieser im Feld automatisch oder manuell auf 100% Methan kalibriert werden kann. Neben diesem Vorteil ist die Messzeit mit < 5 Sekunden (Fehlerschwankung von $\leq \pm 1\%$) erheblich unter der des gasQS. Erweitert man die Messzeit auf < 30 Sekunden, so ist der CVM 400 mit einem OIML Zertifikat R 140 Class B ausgestattet (Fehlerschwankung von $\leq \pm 1\%$). In weiteren Projekten wird nun der CMV 400 eingesetzt. Hierbei sind Installationen im Biogaseinspeisungen, wie in Erdgaskonditionierungsanlagen geplant.

Ein Prozessgaschromatograph kann mit einer Messabweichung von $\leq 0,1\%$ für die Brennwertmessung aufwarten. Im Gegenzug dazu benötigt der Prozessgaschromatograph allerdings auch 3 bis 5 Minuten (das hängt vom Hersteller ab). Vergleicht man neben den Messabweichungen die Schnelligkeit und die Komplexität eines traditionellen Gasbeschaffenheitmesssystems (Gerät mit Peripherie wie zum Beispiel Druckreduzierung, Probenumschaltung, Prüfgasversorgung und Entnahmesonde) mit der eines Brennwerttransmitter vom Typ MGC^{flex} von Metreg Solutions, so hat der MGC^{flex} den Vorteil der Wartungslosigkeit, da kein Trägergas notwendig ist. Dieser Vorteil wird umso deutlicher,

wenn man die Investitionskosten vergleicht. Ein Messsystem auf Basis des MGC^{flex} lässt sich komplett inklusive Peripherie für etwa ein Drittel der Investitionskosten eines Prozessgaschromatographen realisieren. Generell kann der Brennwerttransmitter MGC^{flex} bei Steuerungsprozessen zur Überwachung des Brennwertes / Wobbe-Index von nicht eichamtlichen Messungen auf Grund seiner sehr kurzen T₉₀-Zeit von <15 Sekunden eingesetzt werden.

Danksagung

Der Autor dankt der Firma Gastransport Nord GmbH GmbH für die Unterstützung dieser Veröffentlichung, sowie der Überlassung der Messergebnisse des NKP „Schatteburg“.

Literatur

- [1] Jens Schumann: „Von „L“ nach „H“ – Gasmärkte im Zeichen sich verändernden Gasqualitäten“, gwf-Gas Erdgas, 828-832, 2013
- [2] Petra Nitschke-Kowsky, Angelo Martino, Werner Weißling, Manfred Vogt: „Gasbeschaffenheit und ihre Schwankungen in E.ON-Verteilnetzen“, gwf-Gas Erdgas, 166-176, 2016
- [3] Jörg Leichner, Anne Giese: „Änderung der Gasbeschaffenheit in Deutschland und Europa: Auswirkungen auf industrielle Feuerungsprozesse (Teil 1)“, gwf-Gas Erdgas, 754-760, 2013
- [4] Jörg Leichner, Anne Giese: „Änderung der Gasbeschaffenheit in Deutschland und Europa: Auswirkungen auf industrielle Feuerungsprozesse (Teil 2)“, gwf-Gas Erdgas, 844-852, 2013
- [5] Joachim Kastner: „Neue Aufgaben für die Gasbeschaffenheitsmessung in der industriellen Gasanwendung“, gwf-Gas Erdgas, 166-176, 2016
- [6] Bildnachweis: MEMS AG
- [7] Patrik Soltic, Hannes Biffiger, Philippe Prêtre, Andreas Kempe: „Micro-thermal CMOS-based gas quality sensing for control of spark ignition engines“, Measurement 91 (Elsevier Verlag), 661–679, 2016, http://authors.elsevier.com/a/1TKC0_5-2f-gx0
- [8] Philippe Prêtre, Andreas Kempe, Bruno Sabbattini, Daniel Matter: „Messung der Gasbeschaffenheit, Foga-Projekt: Qualitätsschwankungen detektieren und Gasanwendungsprozesse optimieren“, AQUA & GAS Nr. 12, 30-36, 2014
- [9] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Technische Richtlinie G16: „Eichung und Prüfung von Gasbeschaffenheitsmessgeräten“, Ausgabe 11/12, 2012
- [10] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Technische Richtlinie G14: „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, Ausgabe 11/07, 2007

- [11] Physikalisch-Technische Bundesanstalt: „Gasgemische nach PTB-Anforderung 7.63“, Stand: Januar 2016 Physikalisch-Technische Bundesanstalt: „Gasgemische nach PTB-Anforderung 7.63“, Stand: Januar 2016
- [12] NIST Standard Reference Database 23, NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP): Version 9.1,
<http://www.nist.gov/srd/nist23.cfm>
- [13] Technische Regel DVGW G260: „Gasbeschaffenheit“, 2013
- [14] Bildnachweis: AZBIL Corporation
- [15] “Calorific value determining device (CVDD) Pattern Evaluation Report”, OIML recommendation R 140 “Measuring system for gaseous fuel”, Test report NMI-1120181-01
- [16] “Brennwerttransmitter zur schnellen Ermittlung des Brennwertes und / oder Wobbe-Index“, Gebrauchsmuster Nr. 20 2017 005 215, IPC G01N 33/22, Metreg Solutions GmbH, 2017