	Durchflussmesstechnik mit erhöhten Genauigkeitsanforderungen für gasförmige Medien Flow meters for gaseous media meeting increased accuracy requirements	NA 15
Vorbemerkung Bei den NAMUR-Empfehlungen („NE“) und -Arbeitsblättern („NA“) handelt es sich um Erfahrungsberichte und Arbeitsunterlagen, die die NAMUR-Mitglieder erarbeitet haben. NAMUR übernimmt keine Gewähr für die Vollständigkeit oder Richtigkeit der NE und NA. Jede Verwendung durch Mitglieder oder sonstige Dritte erfolgt in eigener Verantwortung und auf das eigene Risiko des Verwenders. Schadensersatzansprüche sind ausgeschlossen, soweit diese nicht auf zwingenden gesetzlichen Haftungsvorschriften beruhen. Einzelheiten regeln die Satzung und die Vereinsordnung bzw. die zwischen NAMUR und Dritten getroffene Vereinbarung. NE und NA haben nicht den Grad des Konsenses von technischen Normen (z. B. DIN-Normen) oder Richtlinien (z. B. VDI-Richtlinien). Sie stellen lediglich Empfehlungen der NAMUR dar. Der englische Text ist eine Übersetzung. Im Zweifelsfall ist der deutsche Originaltext anzuwenden.	Preliminary note The NAMUR recommendations („NE“) and worksheets („NA“) are working documents and practical reports prepared by the NAMUR members. NAMUR does not warrant that the NE and the NA are complete or accurate. Any use of the NE and the NA by the NAMUR members or by third parties is at the responsibility and the risk of the user. All claims for damages are excluded, except as stipulated by mandatory liability laws. Details are established in the Articles of NAMUR and NAMUR Regulations or in the agreement between NAMUR and a third party. NE and NA do not enjoy the same level of consensus as normative standards (e.g. DIN standards) or guidelines (e.g. VDI standards). They merely represent recommendations from NAMUR. The English text is a translation. In case of doubt you should follow the original German text.	
Frühere Ausgaben 1985-07; 1996-11-08; 2006-01-31	Previous editions 1985-07; 1996-11-08; 2006-01-31	

Änderungen

Gegenüber der Ausgabe 2006-01-31 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- NE in NA geändert
- Titel geändert
- Die Standard-Messsysteme in Kapitel 8 wurden um die Ultraschallmesstechnik erweitert.
- Anpassungen an den neusten Stand der Technik
- Redaktionell überarbeitet

Amendments

The 2006-01-31 version has been amended as follows:

- NE changed to NA
- New title
- The list of standard measurement systems in section 8 has been extended to include ultrasonic gas meters.
- State-of-the-art up-date
- Editorially revised

Erstellt durch/Prepared by

NAMUR-Arbeitskreis AK 3.2 Durchflusssmesstechnik/

NAMUR Working Group WG 3.2 Flow Rate Measurement

Beteiligte Mitglieder/ Members involved

Dr. Brucker, BASF (Arbeitskreisleiter/Working Group Manager)

Achenbach, Sanofi-Aventis

Chudoba, Evonik

Delic, Ashland

Dyckmanns, Evonik

Essig, Bilfinger Maintenance Süd GmbH

Hansen, Ineos Köln

Dr. Heinrich, Covestro

Dr. Hoeland, Evonik

Luchtenberg, Currenta

Herrmann, Tectrion

Kroismayr, Lenzing

Estermaier, Wacker

Als externe Experten waren die folgenden Gäste des AK an der Erarbeitung der NE/NA beteiligt/The following guests of the Working Group participated as external experts in the compilation of the NE/NA:

Kaijser, DOW Benelux

Nieswandt, früher/formerly BP Gelsenkirchen

Meyer, früher/formerly InfraServ

Paggen, früher/formerly Bayer MaterialScience

Jansen, früher/formerly Wacker

**Herausgabe der Empfehlung erfolgt durch die NAMUR-Geschäftsstelle/
Distribution by the NAMUR Office**

NAMUR- Interessengemeinschaft Automatisierungstechnik der Prozessindustrie e.V.
c/o Bayer AG
Gebäude K 9
51368 Leverkusen
Germany

Phone: +49 214/30-71034
Telefax: +49 214/30-9671034
E-Mail: office@namur.de
Internet: www.namur.net

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Ziel	5
3	Anwendungsbereich	5
4	Normative Verweisungen	5
5	Begriffe und Definitionen	6
5.1.	Fehlergrenze	6
5.2.	Verkehrsfehlergrenze	6
6	Komponenten einer Messstation.....	6
6.1.	Prinzipieller Aufbau von Mengenmessstationen	6
6.2.	Messaufnehmer für Durchfluss	8
6.3.	Dichtemessung.....	14
6.4.	Brennwertmessung	15
7	Messwertverarbeitung	15
8	Standard-Messsysteme	16
8.1.	Allgemeines	16
8.2.	Messsystem mit Turbinenradgaszähler (TGZ)	16
8.3.	Messsystem mit Coriolis-Massemesser (CMM)	18
8.4.	Messsystem mit Wirbelgaszähler (WBZ) ..	19
8.5.	Messsystem mit Ultraschalldurchflussmesser (UGM)	20
8.6.	Messbereich und Messabweichung	20
8.7.	Druckverluste	23
9	Auswahl von Messsystemen	25
9.1.	Verfügbarkeit	26
9.2.	Fehlererkennung	26
9.3.	Anordnungen von Messsystemen und deren Vor- und Nachteile	27
10	Prüfstände.....	29
11	Literatur	30

Contents

1	Introduction	4
2	Aim	5
3	Scope of application.....	5
4	Normative references	5
5	Terms and definitions.....	6
5.1	Maximum permissible measurement error (MPE)	6
5.2	Maximum permissible error in service	6
6	Measuring station components.....	6
6.1	Basic set-up of measuring stations	6
6.2	Flow sensors	8
6.3	Density measurement.....	14
6.4	Calorific value measurement	15
7	Measured value processing.....	15
8	Standard measurement systems	16
8.1	General	16
8.2	Measurement system with Turbine gas meter (TGM)	16
8.3	Measurement system with Coriolis flow meter (CFM).....	18
8.4	Measurement system with vortex gas meter (VGM)	19
8.5	Measurement system with ultrasonic gas meter (UGM)	20
8.6	Measuring range and measurement error ..	20
8.7	Pressure losses	23
9	Selection of measurement systems.....	25
9.1	Availability	26
9.2	Error detection	26
9.3	Configurations of measurement systems and their Advantages and Disadvantages ..	27
10	Test rigs	29
11	Literature	30

1 Einleitung

Für das Messen von Gasen im geschäftlichen Verkehr gilt die Mess- und Eichverordnung (MessEV) bzw. Europäische Messgeräte-richtlinie (MID). Die Mess- und Eichverordnung gibt den gesetzlichen Rahmen vor. Hierzu gibt es bereits ein NAMUR Arbeitsblatt NA 101 „Errichten und Betreiben von eichpflichtigen Durchflussmessanlagen für Flüssigkeiten außer Wasser, Wasser und Gase“.

Für die Verrechnung der Verbräuche mit den Lieferanten hat die Messgenauigkeit einen hohen Stellenwert. Die Genauigkeitsanforderungen sollten sich deshalb am Wert des durchgesetzten Produktes (Menge mal Preis) orientieren.

Im Folgenden ist anhand der Marktpreise von Erdgas bzw. Ethylen und einem Messfehler von 0,1% der Einfluss auf die Verrechnungskosten dargestellt. Es kann deshalb lohnend sein, einen erhöhten Aufwand in die Messtechnik zu investieren.

Beispiele für realistische Größenordnungen (siehe Tabelle 1):

Bei 8000 Betriebsstunden und einer Messabweichung von 0,1% ergibt sich bei den angenommenen Mengen ein Betrag von ungefähr 140 T€/a bei Erdgas bzw. 320 T€/a bei Ethylen (Die Werte basieren auf ungefähren Marktpreisen (Stand 2016)).

1 Introduction

Measuring gases in the course of trade is governed by the (German) Measurement and Calibration Ordinance (MessEV) and/or the European Directive on measuring instruments (MID). The Measurement and Calibration Ordinance provides the legal framework. A NAMUR Worksheet is already available on this topic, i.e. NA 101 Set-up and operation of flow measuring systems for liquids other than water, for water and for gases subject to statutory calibration.

Measuring accuracy is of paramount importance when it comes to billing consumption. This is why accuracy requirements should be based on the value of product throughput (volume multiplied by price).

In the following, we describe the effect of a measurement error of 0.1% on consumption costs, based on the market prices of natural gas and ethylene. It goes to show that higher investment in measuring technology and instruments may indeed pay off.

Examples of realistic settings (see Table 1):

Under the assumed conditions of 8,000 operating hours and a measurement error of 0.1% there is a difference of about 140 T€/a for natural gas and 320 T€/a for ethylene. (Figures are based on approximate market prices as per 2016).

Betrachtung bei einer Messabweichung von 0,1%	
Erdgas	Ethylen
$Q_n = 50.000 \text{ m}^3/\text{h} = (Q_m = 41,5 \text{ t/h})$	$Q_m = 40 \text{ t/h}$
Preis ~ 0,35 €/m ³ i. Normzustand	Preis ~ 1000 €/t
0,1% ~ 140 T€/a	0,1% ~ 320 T€/a

Tabelle 1 – Beispiele für den Einfluss der Messgenauigkeit auf die Verrechnungskosten

Considerations for a measurement error of 0.1%	
Natural gas	Ethylene
$Q_n = 50,000 \text{ m}^3/\text{h} = (Q_m = 41.5 \text{ t/h})$	$Q_m = 40 \text{ t/h}$
Price ~ 0.35 €/m ³ under normal conditions	Price ~ 1,000 €/t
0.1% ~ 140 T€/a	0.1% ~ 320 T€/a

Table 1 – Examples demonstrating the impact of measurement error on consumption costs

Es ist im Interesse der Geschäftspartner, eine geeignete Messgenauigkeit unterhalb der vom Gesetzgeber geforderten Fehlergrenze für die Verrechnungsmessungen zu erreichen.

Die Betrachtungsbasis des nachstehenden Arbeitsblattes sind die langjährigen Erfahrungen der Mitglieder des NAMUR-Arbeitskreises Durchflussmesstechnik.

It is in the business partners' best interest to make sure that, when they measure for billing purposes, they achieve a suitable measurement error well below the statutory maximum permissible error.

This Worksheet is based on many years of experience gathered by the members of the NAMUR Working Group on flow rate measurements.

Durch den langjährigen Erfahrungsaustausch im Arbeitskreis "Durchflusssmesstechnik" konnte der Wissensstand gegenüber der Ausgabe 2006-01 erweitert werden. In der hier vorliegenden 4. Fassung wurden theoretische Grundlagen und praktische Erfahrungen zu bekannten und aussichtsreichen neuen Messverfahren eingebracht.

The exchange of experience within this Working Group, extending over many years, has resulted in a considerable expansion of the knowledge base, compared with the 2006-01 version. This 4th version covers theoretical fundamentals of, and practical experience gathered with, well-known and promising new measuring methods.

2 Ziel

Ziel dieses Arbeitsblatts ist es, eine Entscheidungshilfe für die Ausrüstung der im geschäftlichen und/oder amtlichen Verkehr, für interne Verrechnungsmessungen sowie für Messeinrichtungen mit erhöhten Genauigkeitsanforderungen eingesetzten Messstationen für gasförmige Medien zu geben.

Die in der NA genannten Messverfahren und Messanordnungen sollen helfen, die in der Mess- und Eichverordnung (MessEV) bzw. Europäische Messgeräte Richtlinie (MID) festgelegten Angaben der Fehlergrenze, z.B. für Gaszähler deutlich zu unterschreiten; allerdings kann dabei der Aufwand zum Erreichen einer geringeren Messabweichung überproportional zunehmen.

2 Aim

The aim of this Worksheet is to provide a decision-making aid when choosing the equipment of measuring stations for gaseous media used in the course of trade and/or official business, for internal consumption measurements as well as for measuring instruments meeting more stringent accuracy requirements.

The measurement methods and set-ups described in this NA are designed substantially to reduce the level of maximum permissible measurement errors (MPEs), e.g. for gas meters, as defined in the Measurement and Calibration Ordinance (MessEV) and/or the European Directive on measuring instruments (MID); however, the investment required to reach this goal may increase disproportionately.

3 Anwendungsbereich

Dies NAMUR-Arbeitsblatt ist anwendbar für Durchflusssmessungen von gasförmigen Medien mit erhöhten Genauigkeitsanforderungen in der Prozessindustrie mit einer Messunsicherheit von $< 0,5\%$ und Messsysteme für höchste Genauigkeitsanforderungen mit einer Messabweichung von $0,1\%$ bis $0,2\%$.

Es gibt Anwendern einen Überblick über die üblichen Messverfahren und nennt Vor- und Nachteile und gibt Hinweise für die Auswahl.

Das NAMUR-Arbeitsblatt stellt keine direkten Anforderungen an Hersteller.

3 Scope of application

This NAMUR Worksheet shall be applicable to flow rate measurements of gaseous media with more stringent accuracy requirements in the process industry and a measuring error of $< 0.5\%$ and measurement systems for maximum accuracy requirements with a measuring error of $0.1 - 0.2\%$.

This Worksheet provides users with an overview of common measurement methods, lists their Advantages and Disadvantages and provides guidance for selecting a suitable method.

This NAMUR Worksheet does not define any direct requirements for manufacturers.

4 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN 1319-3, *Grundlagen der Meßtechnik - Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Meßgröße, Meßunsicherheit*

DIN 1319-4, *Grundlagen der Meßtechnik - Teil 4: Auswertung von Messungen; Meßunsicherheit*

4 Normative references

The following referenced documents are indispensable for applying this Worksheet. For dated references, only the version cited shall apply. For undated references, the latest version of the referenced document (including any amendments) shall apply.

DIN 1319-3, *Basic concepts of metrology - Part 3: Evaluating measurements of a single measurand and expression of uncertainty*

DIN 1319-4, *Fundamentals of metrology - Part 4: Evaluation of measurements; uncertainty of measurement*

DIN EN 12261, *Gaszähler - Turbinenradgaszähler*
 DIN EN 12480, *Gaszähler – Drehkolbengaszähler*

DIN EN ISO 5167-1, *Durchflusssmessung von Fluiden mit Drosselgeräten in voll durchströmten Leitungen mit Kreisquerschnitt - Teil 1: Allgemeine Grundlagen und Anforderungen*

DIN EN ISO 5167-2, *Durchflusssmessung von Fluiden mit Drosselgeräten in voll durchströmten Leitungen mit Kreisquerschnitt - Teil 2: Blenden*

DVGW-Arbeitsblätter

Europäische Messgeräte-richtlinie (MID)

Mess- und Eichgesetz (MessEG)

Mess- und Eichverordnung (MessEV)

NE 132, *Coriolis-Massemesser (CMM)*

VDE/VDI 2642, *Ultraschall-Durchflusssmessung von Fluiden in voll durchströmten Rohrleitungen*

VDE/VDI 2643, *Wirbelzähler zur Volumen- und Durchflusssmessung*

Zusätzliche Literaturhinweise sind in Kapitel 11 genannt.

DIN EN 12261, *Gas meters - Turbine gas meters*

DIN EN 12480, *Gas meters - Rotary displacement gas meters*

DIN EN ISO 5167-1, *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full - Part 1: General principles and requirements*

DIN EN ISO 5167-2, *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full - Part 2: Orifice plates*

DVGW Worksheets

Measuring Instruments Directive (MID)

(German) Measurement and Calibration Act

(German) Measurement and Calibration Ordinance

NE 132, *Coriolis Mass Meter (CMM)*

VDE/VDI 2642, *Ultrasonic flow rate measurement of fluids in pipes under capacity flow conditions*

VDE/VDI 2643, *Measurement of fluid flow by means of vortex flow meters*

Additional literature is listed in section 11.

5 Begriffe und Definitionen

5.1. Fehlergrenze

Die Fehlergrenze ist im Anhang MI-002 der MID definiert.

5.2. Verkehrsfehlergrenze

Der Wert der Verkehrsfehlergrenze ist doppelt so groß wie die Fehlergrenze.

5 Terms and definitions

5.1 Maximum permissible measurement error (MPE)

The maximum permissible measurement error (MPE) has been defined in Annex MI-002 of the MID.

5.2 Maximum permissible error in service

The maximum permissible error in service is twice the maximum permissible error.

6 Komponenten einer Messstation

6.1. Prinzipieller Aufbau von Mengensmessstationen

Die Messstation besteht aus Messumformer, der Messwertweiterverarbeitung und ggf. einer Darstellung des Messergebnis. (siehe Bild 1)

6 Measuring station components

6.1 Basic set-up of measuring stations

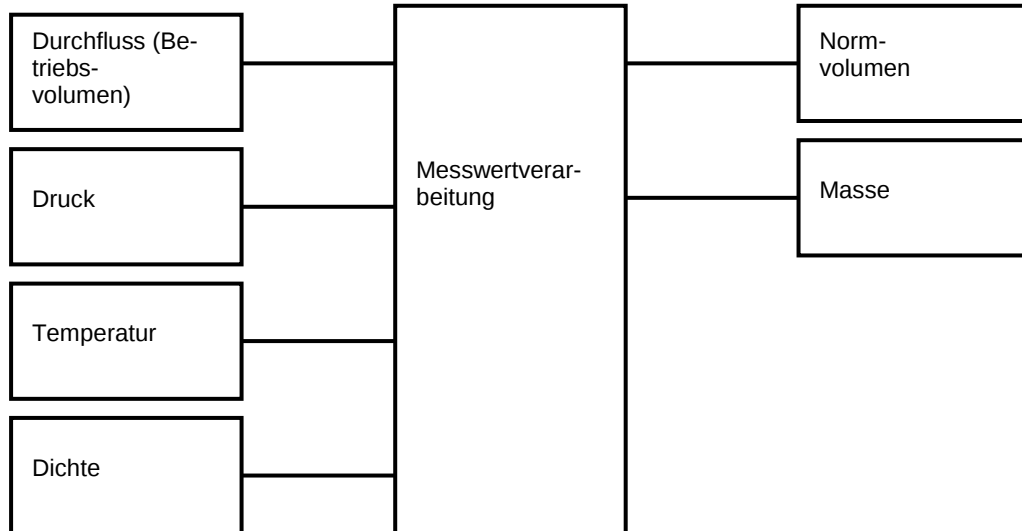
The measuring station consists of the transmitter, the measured value processing unit and (where relevant) a display of the measuring result (see Figure 1).

Messumformer
(Sensoren)

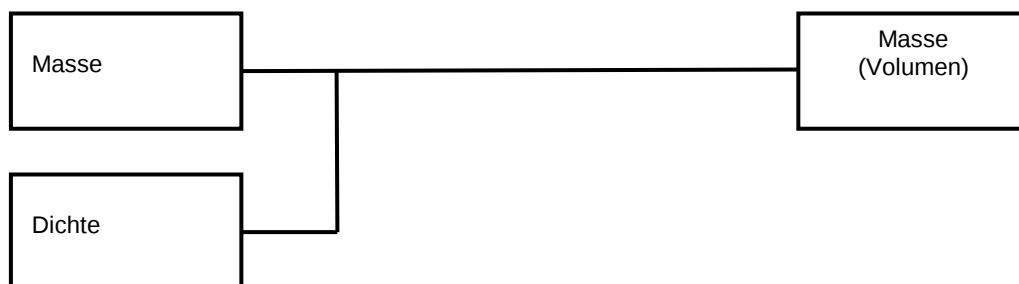
Messwertweiterverarbeitung

Messergebnis

Allgemein gilt:



Für den CMM gilt:

**Bild 1 – Prinzipieller Aufbau von Mengensmessstationen**

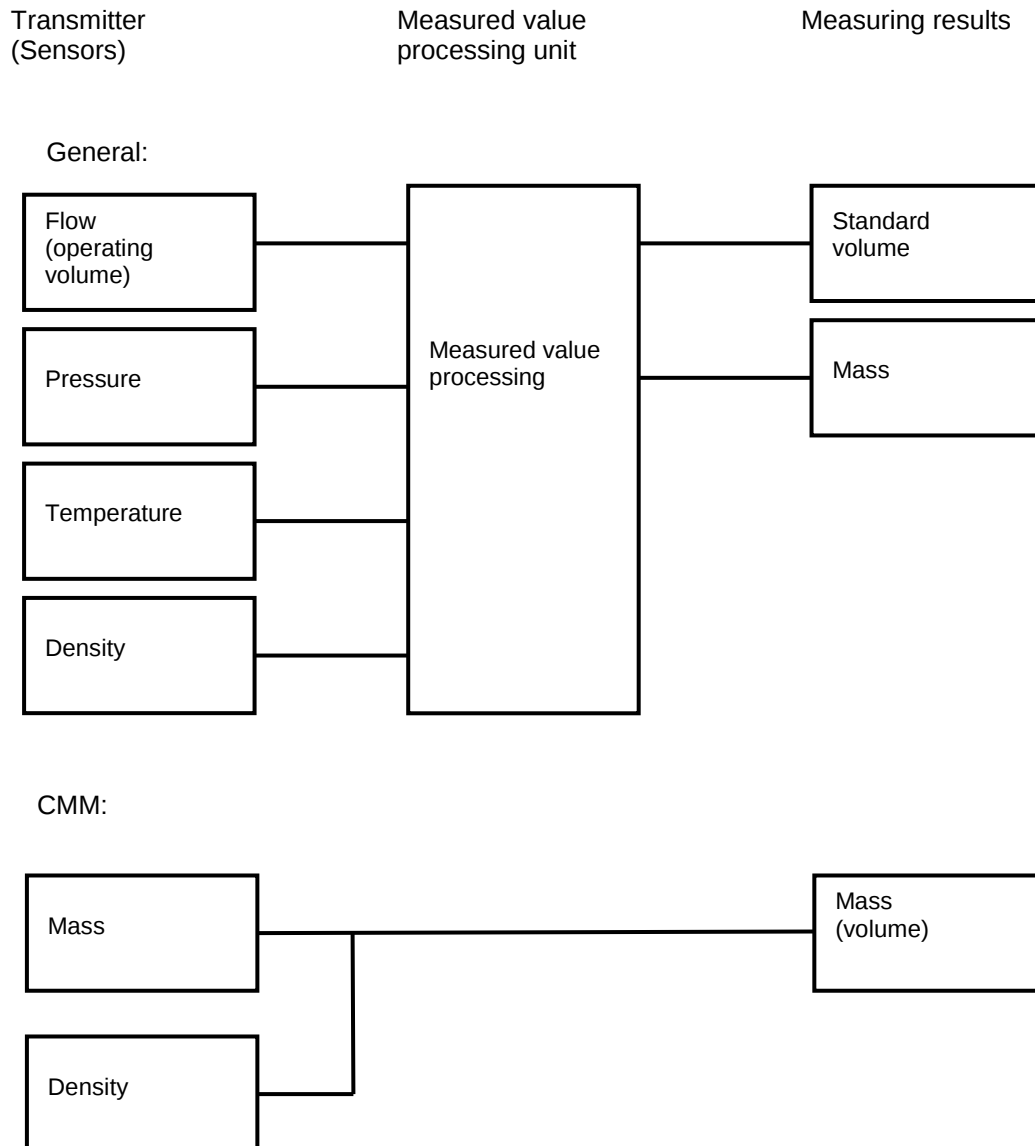


Figure 1 – Basic set-up of measuring stations

6.2. Messaufnehmer für Durchfluss

6.2.1. Wirkdruckmessverfahren (WDM)

Das Verfahren ist in DIN EN ISO 5167-1 und DIN EN ISO 5167-2 beschrieben.

Vorteile:

- Robustes Messsystem, keine beweglichen Teile.
- Der Einfluss des Dichtefehlers bezogen auf den Durchfluss ist nur halb so groß wie bei einigen anderen Messverfahren, da die Dichte in der Blendengleichung unter der Wurzel steht.
- Durch die weitgehend freie Wahl der Bohrung kann die Blende in einem sehr großen Bereich

6.2 Flow sensors

6.2.1 Differential pressure flow meter (DPM)

This method has been described in DIN EN ISO 5167-1 and DIN EN ISO 5167-2.

Advantages:

- Robust measuring system, no moving parts.
- The influence of the density error, related to the flow, is only half that found in some other measuring methods, as density is the radicand in the orifice plate equation.
- The orifice plate can be adapted to the measuring problem over a very broad range as the diameter of the orifice can mostly be freely

dem Messproblem angepasst werden.

- Gase mit geringer Betriebsdichte können gemessen werden.
- Gase unter hohen Temperaturen können gemessen werden.

Nachteile:

- Das Messsignal ist kein Impulssignal, sondern analog und nicht linear (erfordert eine Radizierung).
- Mit einem analogen Messumformer für den Wirkdruck beträgt der Messumfang des Durchflusses typisch 1:5. Für einen größeren Messumfang werden also mehrere in ihren Messbereichen gestaffelte analoge Messumformer benötigt. Mit dem Einsatz von digitalen Messumformern (Feldbustechnik) ist eine deutlich verbesserte Messabweichung erreichbar.
- Der Kalibrierfaktor der Blende, die Durchflusszahl, ist nach DIN EN ISO 5167-1 mit einer Unsicherheit von 0,6% berechenbar ($\geq$ DN 50). Die betriebliche Praxis zeigt Unsicherheitsfaktoren in der Größenordnung von 1 bis 2% bei nicht kalibrierten Systemen. Damit ergibt sich für das Gesamtsystem eine Messabweichung von 2 bis 3%, bei zustandskorrigierten Systemen sind Messabweichungen besser 1,5% möglich. Eine Kalibrierung ist zur Einhaltung der erhöhten Genauigkeit zu empfehlen.
- Pulsierender Durchfluss führt zu positiven Messabweichungen
- Die erforderlichen ungestörten Ein- und Auslaufstrecken sind deutlich größer als beim Turbinenradgaszähler mit Strömungsgleichrichter.
- Ablagerungen vor der Messblende (fest, flüssig) führen ebenfalls zu zusätzlichen Messfehlern.
- Zusätzliche Messabweichungen können durch Nichteinhaltung der Kantenschärfe bei der Herstellung und deren Veränderung im Betrieb entstehen. Durch Kalibrierung und Rekalibrierung kann dieses Problem gelöst werden.

6.2.2. Drehkolbengaszähler (DKZ)

Dieses Gerät ist im Wesentlichen nur noch bis DN 50 bei Kleinmengen- und Kleinstmengenmessungen im Einsatz und sollte DIN EN 12480 entsprechen.

Vorteile:

- Es ist keine Einlaufstrecke erforderlich.
- Unter normalen Betriebsbedingungen bleibt die Fehlerkurve über lange Zeit konstant.
- Es kann in beiden Durchflussrichtungen gemessen werden.

selected.

- It is possible to measure gases with low operating density.
- It is possible to measure gases at high temperatures.

Disadvantages:

- The measurement signal is not pulsed, but analog and non-linear (it requires square root extraction).
- With an analog transmitter for differential pressure the typical flow rate measuring range is 1:5. This is why multiple analog transmitters with staggered measuring ranges are required for a wider measuring scope. A considerably improved measuring accuracy can be achieved by using digital transmitters (fieldbus technology).
- According to EN ISO 5167, the orifice plate calibration factor, i.e. the flow coefficient, can be calculated with an error of 0.6% ($\geq$ DN 50). In practice, however, uncertainty factors in the range of 1 to 2% occur in non-calibrated systems. This results in a measuring error of 2 to 3% for the entire system. In status-adjusted systems a measurement error of less than 1.5% can be achieved. Calibration is recommended to maintain the higher accuracy.
- Pulsating flow generates positive measurement errors
- The required undisturbed inlet and outlet sections are considerably longer than in the case of turbine gas meters equipped with flow rectifiers.
- Deposits in front of the orifice plate (solid or liquid) also lead to additional measurement errors.
- Additional measuring errors may occur when the necessary sharpness of edges is not obtained during production and when it changes during operation. This problem can be solved through calibration and re-calibration.

6.2.2 Rotary displacement gas meter (RDM)

Mostly this device is used only up to DN 50 for measuring low and minimum flow; it should comply with DIN EN 12480.

Advantages:

- No inlet section is required.
- Under normal operating conditions the error curve remains constant over a long time.
- Bidirectional measurements are possible.

- Binäre Signalverarbeitung.

- Binary signal processing.

Nachteile:

- Bei Blockieren des Zählers wird der Gasfluss unterbrochen.
- Bei der Messung von Ethylen oberhalb des kritischen Drucks treten gravierende Schmierprobleme auf, da die verwendeten Öle und Fette im Gas gelöst werden.
- Die Fehlerkurven sind im unteren Durchflussmessbereich $QV < 10\%$ von QV_{max} durch die Spaltverluste nicht korrekt zu definieren.
- Durch den DKZ werden Pulsationen im Gasstrom erzeugt, die durch Reflexionen an Querschnittsänderungen und Rohrleitungsbögen stehende Wellen anregen und dadurch zu Resonanzspitzen in der Fehlerkurve führen. Damit wird die Anwendung einer auf einem Prüfstand unter Betriebsbedingungen gemessenen Fehlerkurve problematisch, da sich die Rohrleitungsresonanzen des späteren Einbauortes von denen des Prüfstandes unterscheiden werden.
- Durch die Pulsationen werden außerdem die Fehler von in Reihe liegenden pulsationsempfindlichen Durchflussmessgeräten, wie WDM, TGZ und WBZ, beeinflusst. Aus diesem Grunde ist auf Prüfständen mit TGZ als Sekundär-Normale eine Kalibrierung nicht möglich.
- Für große Durchflüsse und Drücke werden die Zähler unverhältnismäßig teuer und schwer.
- Es sind bewegte Teile vorhanden, die einem Verschleiß unterliegen.

Disadvantages:

- The gas flow will be interrupted when the meter is blocked.
- Serious lubrication problems occur when ethylene is measured above the critical pressure, as the oils and greases used are dissolved in the gas.
- Error curves cannot be defined correctly in the lower flow measuring range $QV < 10\%$ of QV_{max} , due to gap losses.
- The RDM generates pulsations in the gas flow which induce stationary waves through reflections in places where the cross-section changes and on piping bends, thus leading to resonance peaks in the error curve. As a result, it is problematic to use an error curve measured on a test rig under operating conditions, as the piping resonances of the future installation location will differ from those of the test rig.
- In addition, these pulsations will have an impact on the errors of in-series flow measurement instruments which are sensitive to pulsation, such as DPM, TGM and VGM. This is why calibration is not possible on test rigs with a TGM as a secondary reference instrument.
- As flow rates and pressures increase, meters will become disproportionately expensive and heavy.
- Moving parts are present which are subject to wear.

6.2.3. Turbinenradgaszähler (TGZ)

Das Verfahren ist in der DIN EN 12261 beschrieben.

Vorteile:

- Sehr gute Reproduzierbarkeit
- Gute Langzeitstabilität
- Verwendbar in Zählerprüfständen als Sekundärnormale
- Großer Messbereichsumfang (bei Verwendung der Kennlinienkorrektur)
- Binäre Signalverarbeitung

6.2.3 Turbine gas meter (TGM)

This method has been described in DIN EN 12261.

Advantages:

- Very good reproducibility
- Good long-term stability
- Can be used on meter test rigs as a secondary reference instrument
- Broad measuring range (when applying error curve linearisation)
- Binary signal processing

Nachteile:

- Durch die Einlaufstrecke muss für ein ungestörtes Geschwindigkeitsprofil im Einlauf gesorgt werden. In Abhängigkeit von den Genauigkeitsanforderungen ist ein Einlaufstück von $\geq 5 D$ er-

Disadvantages:

- The inlet section must ensure an undisturbed velocity profile in the inlet. Depending on accuracy requirements, an inlet piece of $\geq 5 D$ is required.

forderlich.

- Bei Drall in der Strömung ist zusätzlich in diese Einlaufstrecke ein Rohrbündelgleichrichter zu setzen. Andere Strömungsstörungen können nur durch eine weitere gerade Rohrleitung im Einlauf ausgeglichen werden. Grundsätzlich bildet der TGZ mit Einlaufstrecke eine Einheit, die auch als solche in die Kalibrierung einbezogen werden muss.
- Der Eintrittsdurchmesser von TGZ und Einlaufstrecke sollte möglichst übereinstimmen. Eine ungünstige Kombination ergibt sich, wenn der Innendurchmesser der Einlaufstrecke kleiner als der Innendurchmesser des Turbinenradgaszählers ist.
- Verschmutzungen können die Gerätegeometrie, die Oberfläche oder die Lagerreibung des Turbinenrades ändern und dadurch zu zusätzlichen Messabweichungen führen. Filter von 10 µm bis 50 µm Maschenweite bieten ausreichend Schutz.
- Pulsierender Durchfluss (z. B. vor und nach Kolbenverdichtern) oder intermittierender Durchfluss kann zu positiven systematischen Messabweichungen führen, wenn das Turbinenrad den Durchflussschwankungen nicht mehr trägheitsfrei folgt. Die Größe dieses Fehlers kann aus Pulsationsfrequenz und Amplitude, der Gasdichte und dem Trägheitsmoment des Turbinenrades berechnet werden.
- Überlastungen führen zur Zerstörung des TGZ. Seltene, kurzzeitige Überlastungen (wenige Minuten) bis etwa zum Zweifachen des maximalen Durchflusses werden in der Regel ohne Schäden überstanden.
- Druckstöße sind zu vermeiden, da sie zu mechanischen Defekten führen können und dadurch zusätzliche Messabweichungen entstehen.
- Es sind bewegte Teile vorhanden, die einem Verschleiß unterliegen.
- If there is a swirl in the flow, an additional tube bundle rectifier needs to be installed in the inlet section. Other flow disturbances can only be compensated for by an additional straight pipe in the inlet. Basically, the TGM and the inlet section form a single entity which must be considered as such in the calibration process.
- As far as possible, the inlet diameters of the TGM and the inlet section should be identical. An unfavourable combination occurs when the interior diameter of the inlet section is smaller than the interior diameter of the turbine gas meter.
- Contaminations can alter the geometry and surface of the instrument or the friction of the turbine wheel bearing and thus lead to additional measuring errors. Filters with a mesh size of 10 µm to 50 µm will provide adequate protection.
- Pulsating flow (e.g. upstream or downstream of piston compressors) or intermittent flow can lead to positive systematic measurement errors when the turbine wheel can no longer adjust to flow rate fluctuations free from inertia. The magnitude of this error can be calculated based on pulsation frequency and amplitude, gas density and the moment of inertia of the turbine wheel.
- Overload will result in the destruction of the TGM. Infrequent brief overloading (for a few minutes only) up to about twice the maximum flow rate will usually not lead to any damage.
- Pressure shocks should be avoided as they may lead to mechanical defects, thus generating additional measuring errors.
- Moving parts are present which are subject to wear.

Für höchstgenaue Messanforderungen ist dieser Gerätetyp trotzdem gut geeignet.

Nevertheless, this type of instrument will still meet maximum accuracy requirements.

6.2.4. Wirbelgaszähler (WBZ)

Das Verfahren ist in der VDE/VDI 2643 beschrieben.

Vorteile:

- Keine bewegten Teile
- Gute Reproduzierbarkeit
- Gute Langzeitstabilität unter der Voraussetzung, dass der Wirbelkörper durch exakte Positionierung starr mit dem Gehäuse verbunden ist.
- Konstruktionsbedingt ist der WBZ im größeren

6.2.4 Vortex gas meter (VGM)

This method has been described in VDE/VDI 2643.

Advantages:

- No moving parts
- Good reproducibility
- Good long-term stability, provided the vortex-shedding body is rigidly connected to the housing through exact positioning.
- Owing to its design, the VGM can be

Umfang bis zur mechanischen Grenzbelastung des Wirbelkörpers und der Sensoren überlastbar.

considerably overloaded up to the mechanical load limits of the vortex-shedding body and the sensors.

Nachteile:

- Anlagenvibrationen und Druckpulsationen können schon zur Anzeige von Durchfluss führen.
- Pulsierender Durchfluss kann zu zusätzlichen Messabweichungen führen, wenn die Störfrequenz im Bereich der Wirbelfrequenz liegt. Dies kann bis zum "log-in"-Verhalten des Gerätes führen. Verhältnisse von Pulsationsfrequenzen zur Wirbelfrequenz von 1:4 und höher führen zu keinem Einfluss auf das Messergebnis.
- Die Auswirkungen von Einlaufstörungen erfordern, dass die Einlaufstrecken ungefähr denen von Messblenden mit dem Durchmesser Verhältnis 0,6 entsprechen. Dadurch können sich Einlaufstrecken bis zu 40D und mehr ergeben.
- Der Messbereichsumfang ist nicht direkt anzugeben, da der Messbereichsanfang von Reynoldszahl, Strömungsgeschwindigkeit und Betriebsdichte abhängig ist.
- Das nutzbare Durchflussverhältnis $Q_{\min}$ zu $Q_{\max}$ ist geringer als beim TGM.
Im Vergleich zu anderen Messprinzipien wird beim WBZ oft eine kleinere Nennweite verwendet, um die für das Messprinzip notwendige hohe Fließgeschwindigkeit zu erreichen. Dies führt in der Praxis häufig zu höheren Druckverlusten in der gesamten Messstrecke.

Ein typischer Anwendungsfall dieses Gerätetyps ist als diversitärer Kontrollzähler in Erdgasmessstationen.

6.2.5. Ultraschalldurchflussmesser (UGM)

Diese Geräte arbeiten nach dem Prinzip der Ultraschall-Laufzeitmessung und sind als Inline-Gerät zumeist mit mehreren Messpfaden (≥ 4) im Einsatz. Das Verfahren ist in der VDE/VDI 2642 beschrieben.

Vorteile:

- Messung ohne bewegte Teile.
- Durch den konstruktiven Aufbau unterliegen die Wandler zumeist einem Selbstreinigungseffekt.
- Die Schallwandler sind im Gehäuse untergebracht und ragen nicht oder nur geringfügig in den Rohrquerschnitt.
- Druck, Temperaturschwankungen oder geringe Staubkonzentrationen verursachen keine Messwertverfälschung.

Disadvantages:

- Plant vibrations and pressure pulsations alone may generate a flow signal.
- A pulsating flow may lead to additional measurement errors if the interference frequency is within the vortex frequency range. This may even cause the instrument to 'log in'. Ratios of pulsation frequencies to vortex frequencies of 1:4 and higher do not influence the measurement result.
- The effects of disturbed inlet profiles require inlet sections to be roughly equivalent to those of orifice plates with a diameter ratio of 0.6. This may result in inlet sections of up to 40D and longer.
- The measuring range should not be indicated directly, as its beginning depends on the Reynolds number, flow velocity and operating density.
- The useful flow ratio of $Q_{\min}$ to $Q_{\max}$ is less than with the TGM.
In comparison with other measuring principles, the VGM is often used with a smaller nominal diameter to achieve a sufficient high velocity of media.
In practice, this frequently leads to major pressure losses over the entire measuring distance.

A typical application of this type of instrument is as a diverse control meter in natural gas measuring stations.

6.2.5 Ultrasonic gas meter (UGM)

These instruments are based on the principle of measuring the ultrasonic transit time and are mostly used as in-line instruments with multiple measurement paths (≥ 4). This method has been described in VED/VDI 2642.

Advantages:

- No moving parts are involved in the measuring process.
- In most cases, the constructional design ensures that transmitters are self-cleaning.
- The ultrasonic transmitters are installed in the housing and do not, or only very little, project into the pipe cross-section.
- Pressure, temperature fluctuations or minor dust concentrations do not cause any measurement errors.

- Über die Anzahl der Messpfade oder deren geometrische Anordnung können ggf. problematische Einlaufbedingungen kompensiert werden (bessere Messergebnisse).
- Geringer zusätzlicher Druckverlust, da keine wesentliche Querschnittsverengung.
- Es kann in beiden Durchflussrichtungen gemessen werden.
- Erweiterte Diagnosefähigkeit im Vergleich zu den mechanischen Zählern.

Dieses Messprinzip ist bei einem überwiegenden Teil der Erdgas-Großgasmessung als diversitär oder homogen redundantes System im Einsatz. Die Messabweichung ist vergleichbar mit der von Turbinenradgaszählern oder besser.

- Where relevant, problematic inlet conditions can be compensated for by varying the number of measurement paths or their geometrical configuration (improved measuring results).
- Minor additional pressure loss, as there is no considerable narrowing of the cross-section.
- Bidirectional measurements are possible.
- Higher diagnostic capability than with mechanical meters.

This measurement principle is in use in a majority of large-scale natural gas flow measurements as a diversely or homogeneously redundant system. Its measuring error is comparable with, or lower than, that of turbine gas meters.

Nachteile:

- Die Schallwandler sind vor Verschmutzung (öliger Medien) zu schützen.
- Bei Kondensatentstehung an den Wandlern sind Fehlmessungen möglich. (Montageanordnung beachten).
- Ein- und Auslaflängen sind notwendig und abhängig von der Anzahl der Messpfade. Die Anweisungen der Betriebsanleitung und Zulassungen sind zu berücksichtigen.
- Integrierbare Dichtefunktion in der Regel nicht ausreichend genau zur Ermittlung eines exakten Massestroms.
- Bei hohen Staubkonzentrationen fällt das Messverfahren aus.

Disadvantages:

- Ultrasonic transmitters need to be protected from contamination (by oily media).
- Incorrect measurements are possible if humidity condensates on the transmitters (follow assembly instructions).
- Inlet and outlet sections are required and depend on the number of measurement paths. Instructions given in the operating manual and approval documents must be observed.
- The integratable density function is usually not accurate enough to determine the exact mass flow.
- This measuring method will fail at high dust concentrations.

6.2.6. Coriolis-Massemesser (CMM)

Das Verfahren ist in der NE 132 beschrieben.

Vorteile:

- Direkte Ermittlung der Masse
- Integrierte Dichtemessung
- Geringe (1D) bzw. keine Ein- und Auslaufstrecken erforderlich
- Keine bewegten Teile (in der Strömung)
- Kein Problem mit asymmetrischen Strömungsprofilen

6.2.6 Coriolis flow meter (CFM)

This method has been described in NE 132.

Advantages:

- Direct mass determination
- Integrated density measurement
- Short (1D) or no inlet and outlet sections required
- No moving parts (in the flow)
- No problem with asymmetric flow profiles

Nachteile:

- Empfindlich gegen Rohrleitungsschwingungen
- Relativ hoher Druckverlust
- Sekundärgehäuse um die schwingenden Rohre entsprechen bei hohen Drücken und größeren Nennweiten ggf. nicht mehr dem Nennndruck des Gerätes. Es werden in solchen Fällen Druckentlastungsbohrungen am Sekundärgehäuse

Disadvantages:

- Sensitive to piping vibrations
- Relatively high pressure loss
- At high pressures and larger nominal diameters a second containment around vibrating pipes may no longer be consistent with the nominal device pressure. In such cases pressure relief holes in the secondary containment are of-

angeboten.

fered.

6.3. Dichtemessung

6.3 Density measurement

6.3.1. Allgemeines

Die Ermittlung der Dichtewerte des zu messenden Mediums ist vielfach zur Mengenumwertung (Ermittlung des Normzustandes) des gemessenen Volumens erforderlich. Prinzipiell gelten dafür die nachstehenden Möglichkeiten.

6.3.1 General

The conversion (determination of the normal state) of the measured volume often requires the density levels of the medium in question to be determined. The following options apply.

6.3.2. Berechnung der Dichte aus Druck und Temperatur

Bei dieser Methode erfolgt die Ermittlung der Dichte über eine Berechnung aus den physikalischen Eigenschaften des Mediums (Zustandsgleichung, Realgasfaktoren etc.).

6.3.2 Calculation of density based on pressure and temperature

This method determines density on the basis of the medium's physical properties (state equation, real gas factors, etc.).

Vorteile:

- Verschmutzungen der Messfühler beeinträchtigen nicht die Genauigkeiten.

Advantages:

- Contaminations of the measuring sensors do not impair accuracy.

Nachteile:

- Nicht bzw. weniger für Medien mit sich ändernder oder unbekannten Zusammensetzungen geeignet (in Abhängigkeit der Linearität der Zusammenhänge).

Disadvantages:

- Not, or less, suitable for media of changing or unknown composition (depending on the linearity relationships).

6.3.3. Schwingkörper-Dichtemessaufnehmer

6.3.3 Oscillating element density sensor

Vorteile:

- Die Dichte wird aus einer Schwingungsfrequenz berechnet. Die Messabweichung liegt typischerweise bei 0,2% bis 0,3% vom Messwert. Durch eine Herstellerkalibrierung mit dem zu messenden Medium können 0,1% erreicht werden.
- Wegen ihres binären Ausgangssignals bieten diese Messaufnehmer beim Anschluss an ebenfalls digitale Dichte-Mengen-Umwerter eine verbesserte Messabweichung (keine analog/digital-Wandlung erforderlich).
- Über diese Messgeräte liegen umfangreiche Erfahrungen mit Erdgas und Ethylen vor, so dass diese als erprobte und zuverlässige Messgeräte betrachtet werden können.

Advantages:

- Density is calculated based on oscillation frequency. The measuring error is typically 0.2 to 0.3% of the measurement value. A measuring error of 0.1% can be achieved when the manufacturer calibrates the instrument with the medium to be measured in practice.
- Owing to its binary output signal, this type of measurement sensor generates a lower measuring error when connected to an equally digital density/volume converter (no analog/digital conversion is required).
- Extensive experience with natural gas and ethylene has been gained with these measuring instruments so that they can be regarded as well-tried and reliable.

Nachteile:

- Ablagerungen von Kondensat oder Staub führen zu Messabweichungen. Die Dichtemessaufnehmer sollten deshalb zwischen Filtern sehr geringer Maschenweite in einem leicht durchströmten und in engem Wärmekontakt zur Hauptleitung stehenden Bypass montiert werden. Um den Temperatureinfluss auf das Dich-

Disadvantages:

- Condensation or dust deposits lead to measuring errors. This is why density sensors should be installed between filters with a very small mesh size in a bypass not flowing full and in close thermal contact with the main pipe. To keep the influence of temperature on the density measuring instrument low, heat

temessgerät gering zu halten, ist die Wärmeab-
leitung nach außen durch Wärmedämmung zu
minimieren.

dissipation to the exterior should be minimised
by means of thermal insulation.

6.4. Brennwertmessung

6.4 Calorific value measurement

6.4.1. Allgemeines

Zur Abrechnung von Energiemengen ist neben den
Durchflussmessenrichtungen auch die Brennwer-
termittlung von Heizgasen über direkte und indirekte
Messverfahren bekannt.

6.4.1 General

Another common method to measure and bill
amounts of energy, in addition to using flow meters,
is to determine the calorific value of heating gases
via direct and indirect measuring.

6.4.2. Kalorimeter (direkte Brennwertermittlung)

Gerät zum Ermitteln des Brennwertes.

6.4.2 Calorimeter (direct calorific value determination)

Instrument for determining the calorific value.

6.4.3. Wobbe-Index (indirekte Brennwerterfassung)

Eine Ermittlung des Brennwertes über die Wobbe-
Zahl in Verbindung mit der Dichte ist nach folgen-
dem Zusammenhang möglich:

6.4.3 Wobbe index (indirect calorific value measurement)

The calorific value can be determined by using the
Wobbe number in combination with density
according to the following equation:

$$W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$$

W_s = Wobbe-Index / Wobbe index

H_s = Brennwert / Calorific value

d = Dichteverhältnis zu Luft unter gleichen Druck- und Temperaturbedingungen
/ Density/air ratio under identical pressure and temperature conditions

6.4.4. Gas-Chromatograph

Berechnung des Brennwertes aus den Einzelkom-
ponenten des Gases.

6.4.4 Gas chromatograph

Determination of the calorific value based on the
various gas components.

7 Messwertverarbeitung

Die elektronischen Auswertegeräte ermöglichen bei
der Verarbeitung der Messsignale folgende Mög-
lichkeiten:

- Dichtemengenumwerter (DMU)
Aus der Erfassung unter Betriebsbedingungen
von Volumendurchfluss und der Dichte ergibt
sich als Abrechnungsergebnis die durchgesetz-
te Masse.
- Zustands-Mengen-Umwerter (ZMU)
Bei Gasen mit bekannten physikalischen Ei-
genschaften (z. B. Kompressibilität) wird aus
Druck und Temperatur die Betriebsdichte er-
rechnet. Damit wird aus dem unter Betriebsbe-
dingungen gemessenen Volumen auf das Vo-
lumen im Normzustand umgerechnet.
- Brennwert-Mengen-Umwerter (BMU)
Steht als Abrechnungsgröße die Wärmemenge

7 Measured value processing

Electronic evaluation instruments offer the following
options for processing measurement signals:

- Density volume corrector (DVC)
Mass throughput may be derived from
volumetric flow and density recorded under
operating conditions.
- Status Volume corrector (SVC)
The operating density of gases with known
physical properties (e.g. compressibility) is
calculated on the basis of pressure and
temperature. This means that the volume
measured under operating conditions is
converted to the volume in the standard state.
- Calorific value/volume corrector (CVC)
If billing is based on the amount of heat

im Vordergrund, so wird das ermittelte Normvolumen mit dem von einem Kalorimeter gemessenen Brennwert in eine Wärmemenge umgewertet.

- Zur Verbesserung der Messabweichung können die bekannten Fehlerkurven der Messwertnehmer, wie Volumenzähler, Druck- und Temperaturmesseinrichtung usw. im Rechner für Korrekturen benutzt werden.
- Durchführen von Selbsttest, Diagnose und Plausibilitätsfunktionen verschiedenster Art.
- Aufbereitung der Daten für die weitere Auswertung (z. B. Leistungsregistrierung) und Kommunikation mit anderen Systemen.

consumed, the standard volume determined is converted into a heat quantity by using the calorific value measured with a calorimeter.

- To reduce the measurement error the known error curves of sensors such as volumetric meters, pressure and temperature measuring instruments etc. may be used for correction on the computer.
- Self-testing, different types of diagnostic and plausibility functions.
- Processing of data for further evaluation (e.g. performance registration) and communication with other systems.

8 Standard-Messsysteme

8.1 Allgemeines

Die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Messsysteme kommen standardmäßig zur Erreichung der in der Einleitung genannten hohen Messgenauigkeiten zum Einsatz.

Für diese Standardmesssysteme gelten folgende Rahmenbedingungen:

- vorkommende Gasarten:
Ethylen, Erdgas und andere Gasarten
- Nennweiten:
DN 50 bis DN 500
- Durchflussmessbereiche:
150 m³/h bis 24.000 m³/h (gemessen im Betriebszustand)
- Maßnahmen gegen Verschmutzungen, Ablagerungen (Rohrquerschnittsveränderung) und Kondensatbildung müssen vorgesehen werden.
- Die Montagevorgaben der Hersteller werden umgesetzt.

8.2 Messsystem mit Turbinenradgaszähler (TGZ)

Bei der Auswahl der Messgeräte und deren Anordnung spielt die geforderte Genauigkeit eine entscheidende Rolle. Wird eine technisch kleine Messabweichung gefordert, kommen Turbinenradgaszähler als Volumenzähler in Frage. Sie sollen unter Betriebsbedingungen zusammen mit den zugehörigen Einlaufstrecken kalibriert bzw. geeicht werden.

Für den häufig vorkommenden Nennweitenbereich DN 50 bis 500 und die gängigen technischen Gase Erdgas und Ethylen (mit Einschränkungen auch für Sauerstoff und Wasserstoff) werden als Einsatzmöglichkeit für den TGZ folgende Kombinationen verwendet:

8 Standard measurement systems

8.1 General

The measurement systems described in the following sections are used as standard systems to achieve the high levels of measuring accuracy mentioned in the introduction.

The following general conditions apply to these standard measurement systems:

- Types of gas used:
ethylene, natural gas and other gas types
- Nominal diameter:
DN 50 to DN 500
- Flow metering ranges:
150 m³/h to 24,000 m³/h (measured under operating conditions)
- Precautionary action is required to prevent contamination, deposits (changes in cross-section) and condensation.
- The manufacturer's installation instructions need to be followed.

8.2 Measurement system with Turbine gas meter (TGM)

The required accuracy plays a decisive role when selecting measuring instruments and their configuration. When a technically small measuring error is required, turbine gas meters may be used as volumetric meters. They should be calibrated under operating conditions together with the respective inlet sections.

The following combinations involving the use of a turbine gas meter are used for the frequently occurring nominal diameter range of DN 50 to 500 and common technical gases such as natural gas and ethylene (within certain limits also applicable to oxygen and hydrogen):

- Volumenzähler mit Schwingkörper-Dichtemessaufnehmer und elektronischem Rechner (Dichte-Mengen-Umwerter – DMU)
- Volumenzähler mit Druck- und Temperaturmessung und elektronischem Rechner (Zustands-Mengen-Umwerter)
Neben den eichamtlich zugelassenen Prüfanlagen für atmosphärische Luft bestehen noch eichamtliche Prüfanlagen für Erdgas und überkritisches Ethylen (siehe Kapitel 10).
- Volumetric meters with oscillating element density sensors and electronic computer (density-volume corrector - DVC)
- Volumetric meters with pressure and temperature measurement and electronic computer (status volume corrector)
In addition to test equipment for atmospheric air approved by the Office for Weights and Measures, other approved test equipment is available for natural gas and supercritical ethylene (see section 10).

Die aus mehreren Messpunkten bestehende Kalibrierkurve soll im Rechner gespeichert und zur durchflussabhängigen Korrektur des gemessenen Volumens verwendet werden.

Bei der nachfolgenden Anordnung der Messgeräte erzeugen die in Messstationen üblichen Einlaufstörungen (einfache und doppelte 90°-Krümmer, voll geöffnete Schieber, T-Stücke und asymmetrische Konfusoren) erfahrungsgemäß keine Zusatzfehler von mehr als 0,3%.

The calibration curve consisting of several measuring points should be stored in the computer and used for a flow-dependent correction of the measured volume.

Experience has shown that in the configuration of measuring instruments described below disturbances on inlet/outlet side common in measuring stations (single and double 90° bends, fully open slide gates, T-pieces and asymmetric confusors) do not generate any additional errors greater than 0.3%.

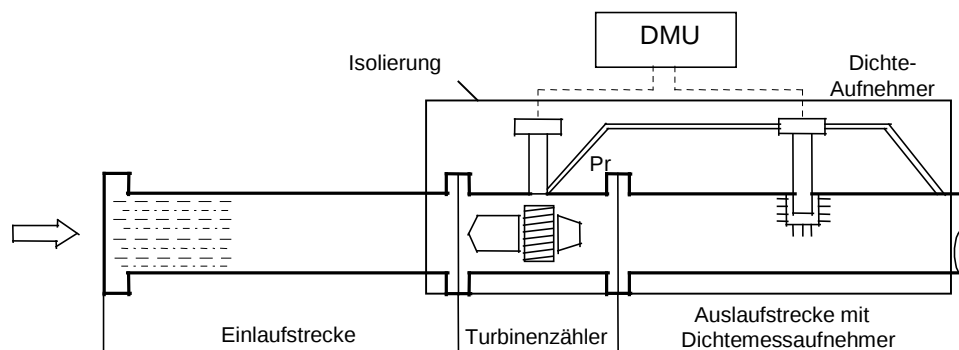


Bild 2 – Anordnung des TGZ-Messsystems

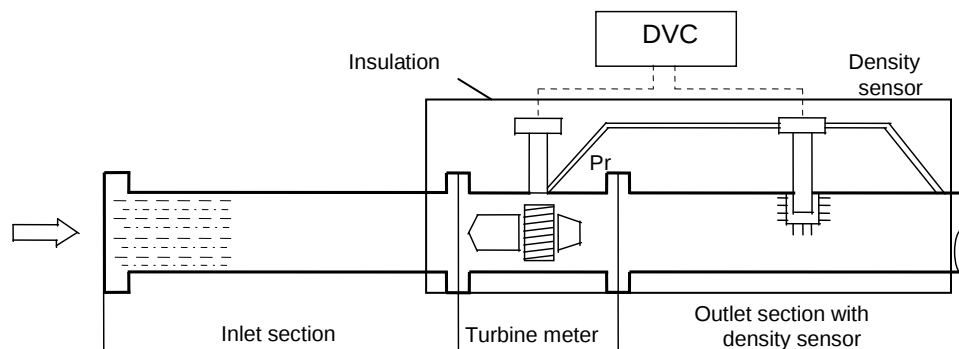


Figure 2 – Configuration of a TGM measurement system

Bei höheren Anforderungen an die Messunsicherheit oder bei anderen Einlaufstörungen, insbesondere solchen, die stark asymmetrische oder spitze Geschwindigkeitsprofile erzeugen (teilweise geöffnete Schieber, Druckregelungen, Diffusoren, asymmetrische Konfusoren), wird empfohlen, die Einlaufstrecke von $> 5 D$ durch eine Einlaufstrecke von $> 10 D$ mit Rohrbündelgleichrichter nach DIN EN ISO 5167-2 zur Beseitigung von Drallkomponenten zu ersetzen. Das Rohrbündel ist an der Eintrittsseite angeordnet. Im Extremfall könnte auch der Rohrbündel-Gleichrichter durch einen Lochplatten-Gleichrichter ersetzt werden, der jedoch einen etwa dreimal höheren Druckverlust erzeugt.

Vor dem Messsystem ist ein Filter vorzusehen, falls Verschmutzungen des Messgases nicht sicher ausgeschlossen werden können.

Der Dichtemessaufnehmer soll im Abstand von $2 D$ bis $5 D$ hinter dem Turbinenradgaszähler entsprechend den Herstellerempfehlungen so in die Rohrleitung eingebaut sein, dass ein guter Wärmekontakt zum Gas in der Rohrleitung besteht.

Das Messgas soll vom Referenzdruckanschluss P_r des Volumenzählers kommend im Bypass durch den Dichtemessaufnehmer fließen und evtl. stromabwärts wieder in die Rohrleitung zurückgeführt werden. Vor und hinter dem Dichtemessaufnehmer sind in der Bypassleitung Filter von $\leq 5 \mu m$ zu installieren, um den Messaufnehmer vor Verschmutzung zu schützen. Um den Einfluss von Medium- und Umgebungstemperaturschwankungen auf die Temperatur des Dichtemessaufnehmers zu vermindern, müssen Volumenzähler, Dichtemessaufnehmer und Rohrleitung mit einer gemeinsamen Wärmedämmung versehen werden.

Aufgrund der vielen mechanischen Teile und Randbedingungen ist der Einsatz dieses Messsystems eher rückläufig und wird häufig durch Messsysteme mit Coriolis und Ultraschall ersetzt.

8.3. Messsystem mit Coriolis-Massemesser (CMM)

Für die eichamtliche hochgenaue Messung von Gasen ist auch der Einsatz von Coriolis-Massemessern möglich. Mittlerweile werden hier auch sehr gute Messgenauigkeiten erreicht. Bei größeren Druck- und/oder Temperaturabweichungen zu den Referenzbedingungen ist für hohe Messgenauigkeiten auf eine zusätzliche Druck und/oder T-Kompensation am Arbeitspunkt zu achten.

Für den häufig vorkommenden Nennweitenbereich DN 25 bis DN 100 und die gängigen technischen Gase Erdgas, Ethylen und Wasserstoff liegen Erfahrungen hinsichtlich einer guten Messgenauigkeit vor.

When more stringent requirements need to be met in terms of measuring errors or when there are disturbances on inlet/outlet side, especially those generating highly asymmetric or peaked velocity profiles (partly open slide gates, pressure controls, diffusers, asymmetric confusers), it is recommended that the inlet section $> 5 D$ be replaced with an inlet section $> 10 D$ plus tube bundle rectifier, according to DIN EN ISO 5167-2, to eliminate swirl components. The tube bundle is installed on the inlet side. In extreme cases the tube bundle rectifier can be replaced with a perforated-plate rectifier; however, this will increase the pressure loss by a factor of three.

If contaminations of the measured gas cannot be ruled out with certainty, a filter should be provided upstream of the metering system.

In compliance with the manufacturer's recommendations the density sensor should be installed in the pipe at a distance of $2 D$ to $5 D$ behind the turbine gas meter so that good thermal contact with the gas flowing in the pipe is ensured.

The measured gas should flow from the reference pressure connection P_r of the volumetric meter through the density sensor in the bypass and possibly downstream back into the pipe. Filters with a mesh size $\leq 5 \mu m$ should be installed in the bypass upstream and downstream of the density sensor to protect it from contamination. To reduce the influence of medium and ambient temperature fluctuations on the temperature of the density sensor the volumetric meter, density sensor and piping should be fitted with joint thermal insulation.

Given the numerous mechanical parts and constraints, the use of this measuring system tends to decline; it is often replaced with measurement systems with Coriolis and ultrasonic equipment.

8.3 Measurement system with Coriolis flow meter (CFM)

Coriolis flow meters may also be used for calibrated high-accuracy measurements of gases. Nowadays, this type of equipment yields a very good measuring accuracy. However, when there are major deviations from reference pressure and/or temperature conditions, additional pressure and/or temperature compensation at working point may be required to achieve the desired high measuring accuracy.

Experience has shown that for the frequent nominal diameter range from DN 25 to DN 100 and common technical gases such as natural gas, ethylene and hydrogen the measuring accuracy is quite satisfactory.

An vielen Messstellen für höchste Messgenauigkeiten werden heutzutage volumetrische Messsysteme durch den CMM ersetzt. Das liegt auch daran, dass aufgrund der gleichzeitigen Messung des Massstroms und der Dichte sich deutliche Vereinfachungen bei der Messwertverarbeitung (Kap. 7, Wegfall von Umwertern) ergeben.

Zu beachten sind bei dem Einsatz von CMM für genaue Messungen im Besonderen folgende Punkte:

- Verspannungen im Rohrleitungsbau sind zu vermeiden (z. B. Planparallelität der Flansche und axiale Übereinstimmung der Lochkreise).
- Bei Serienschaltung von zwei CMM (siehe Bild 8 und Bild 9) ist auf eine unterschiedliche Frequenz der Geräte zu achten.
- Die Montageanordnungen (Befestigungsvorschriften) der Hersteller sind zu beachten.

Die in dieser Gerätetechnik standardmäßig integrierte Dichtemessung bietet die Möglichkeit zusätzlicher messtechnischer Auswertungen.

8.4. Messsystem mit Wirbelgaszähler (WBZ)

Für die eichamtliche Messung von Gasen ist dieser Gerätetyp seit mittlerweile 20 Jahren verfügbar. Die hohe Messgenauigkeit der anderen Standard-Messsysteme kann nicht erreicht werden. Die mechanische Robustheit ist wegen fehlender beweglicher Teile höher als beim Turbinenradgaszähler. Typische Nennweiten für dieses Messsystem liegen zwischen DN 80 und DN 300.

Bei höheren Anforderungen an die Messgenauigkeit oder bei anderen Einlaufstörungen, insbesondere solchen, die stark asymmetrische oder spitze Geschwindigkeitsprofile erzeugen (teilweise geöffnete Schieber, Druckregelungen, Diffusoren, asymmetrische Konfusoren), wird zwingend empfohlen, eine genügend lange Einlaufstrecke, ggf. mit Rohrbündelgleichrichter nach DIN EN ISO 5167-2, zur Beseitigung von Drallkomponenten einzusetzen. Das Rohrbündel ist an der Eintrittsseite angeordnet. Im Extremfall könnte auch der Rohrbündel-Gleichrichter durch einen Lochplatten-Gleichrichter ersetzt werden, der jedoch einen etwa dreimal höheren Druckverlust erzeugt.

Die Montageanleitungen der Hersteller sind immer zu berücksichtigen.

Aufgrund der vielen mechanischen Teile und Randbedingungen ist der Einsatz dieses Messsystems eher rückläufig und wird häufig durch Coriolis und Ultraschall ersetzt.

Nowadays, volumetric measuring systems are being replaced with CFM systems at many measuring points to achieve maximum measuring accuracy. Additionally this relates to the simultaneous measurement of mass flow rate and density which makes the measured value processing much easier (see section 7, discontinuation of correctors).

The following factors in particular should be taken into account when using CFM for accurate measurements:

- Mechanical stress in pipeline structures should be avoided (e.g. plane parallelism of flanges and axial alignment of hole circles).
- When two CFMs are connected in series (see Figure 8 and Figure 9), the instruments must have different frequencies.
- The manufacturer's installation instructions (fixing instructions) must be obeyed.

The density sensor integrated into this instrument as a standard offers the option of additional measurement evaluations.

8.4 Measurement system with vortex gas meter (VGM)

This type of instrument has now been available for 20 years for calibrated gas measurements. However, the high level of measuring accuracy of other standard measurement systems cannot be achieved. As there are no moving parts, the instrument's mechanical robustness is higher than that of the turbine gas meter. Typical nominal diameters for this measurement system are between DN 80 and DN 300.

When more stringent requirements need to be met in terms of measuring accuracy or when there are disturbances on inlet/outlet side, especially those generating highly asymmetric or peaked velocity profiles (partly open slide gates, pressure controls, diffusers, asymmetric confusors), it is strongly recommended that an adequate inlet section be installed, if necessary, with a tube bundle rectifier according to DIN EN ISO 5167-2, to eliminate swirl components. The tube bundle is installed on the inlet side. In extreme cases the tube bundle rectifier can be replaced with a perforated-plate rectifier; however, this will increase the pressure loss by a factor of three.

Manufacturers' installation instructions must always be complied with.

Given the numerous mechanical parts and constraints, the use of this measuring system tends to decline; it is often replaced with Coriolis and ultrasonic equipment.

8.5. Messsystem mit Ultraschalldurchflussmesser (UGM)

Für die eichamtliche Messung von Gasen ist auch der UGM verfügbar. Für die erforderliche Festigkeit gegen gestörte Strömungsprofile kommen häufig mehrere Messpfade zur Anwendung. Die Inline-Geräte haben in der Regel keine bzw. nur kleine Querschnittsänderung zu den angrenzenden Rohrleitungen und erzeugen dadurch keinen zusätzlichen Druckverlust. Typische Nennweiten für dieses Messsystem liegen zwischen DN 50 und DN 400.

Die Strömung sollte weitestgehend rotationssymmetrisch und drallfrei sein. Bei höheren Anforderungen an die Messgenauigkeit oder bei anderen Einlaufstörungen, insbesondere solchen, die stark asymmetrische oder spitze Geschwindigkeitsprofile erzeugen (teilweise geöffnete Schieber, Druckregelungen, Diffusoren, asymmetrische Konfusoren), wird zwingend empfohlen, eine genügend lange Einlaufstrecke ggf. mit Gleichrichter (in der Regel Lochplatte – Achtung: Druckverlust beachten) zur Erzeugung eines voll ausgeprägten, ungestörten Strömungsprofils einzusetzen. Der Gleichrichter ist an der Eintrittsseite angeordnet.

Zusätzlich sind Querschnittsprünge zwischen Ein- und Auslaufstrecke zu dem Zählerdurchmesser möglichst zu vermeiden, um Störungen des Strömungsprofils und somit zusätzliche Messabweichungsquellen auszuschließen. Häufig sind 3% mit Bezug auf den Durchmesser des Ein- bzw. Ausgangsflanschs des Zählers tolerierbar.

Die Anwendung von UGM in der Nähe von Druckreglern sollte in enger Abstimmung mit den Herstellern erfolgen (ggf. identischer Frequenzbereich und damit Beeinflussung).

Die Montageanleitungen der Hersteller sind immer zu berücksichtigen.

8.6. Messbereich und Messabweichung

8.6.1. Allgemeines

Exemplarisch für alle Messverfahren wird die Beschreibung des Messbereichs und der Messabweichung am TGZ im Detail ausgeführt.

8.6.2. Turbinenradgaszähler (TGZ)

Der für die Mengenummessung von Hochdruckgasen nutzbare Durchflussbereich eines Turbinenradgaszählers wird von der Dichte des zu messenden Ga-

8.5 Measurement system with ultrasonic gas meter (UGM)

An ultrasonic gas meter may also be used for calibrated gas measurements. Often multiple measuring paths are used to provide the necessary resistance to disturbed flow profiles. There is usually no, or only a very small, change in cross-section from in-line instruments to the connected piping so that no additional pressure loss is generated. Typical nominal diameters for this measurement system are between DN 50 and DN 400.

As far as possible, the flow should be rotationally symmetrical and free from swirl and turbulence. When more stringent requirements need to be met in terms of measuring accuracy or when there are disturbances on inlet/outlet side, especially those generating highly asymmetric or peaked velocity profiles (partly open slide gates, pressure controls, diffusers, asymmetric confusers), it is strongly recommended that an adequate inlet section be installed, if necessary, with a rectifier (usually a perforated-plate rectifier – caution: consider the pressure loss) to generate a fully developed and undisturbed flow profile. The rectifier is installed on the inlet side.

In addition, major differences in diameter between inlet and outlet sections and meter should be avoided as far as possible in order to preclude disturbances of the flow profile and thus additional sources of measuring errors. Often 3% is tolerable for the diameter of the inlet and outlet flanges of the meter.

In close proximity to pressure controllers UGMs should only be used after close consultation with the manufacturers (regarding possible identical frequency ranges and the resulting impact).

Manufacturers' installation instructions must always be complied with.

8.6 Measuring range and measurement error

8.6.1 General

In the following, the measuring range and measurement error of a TGM will be described in detail to serve as an example applicable to all other measurement methods.

8.6.2 Turbine gas meter (TGM)

The flow range of a turbine gas meter usable for measuring the amount of high-pressure gases is determined by the density of the gas to be

ses bestimmt. Eine Veränderung der Dichte führt zu einer Veränderung des Messbereichs im Normzustand (siehe Bild 3).

measured. A change in density will lead to a change of the measuring range in standard state (see Figure 3).

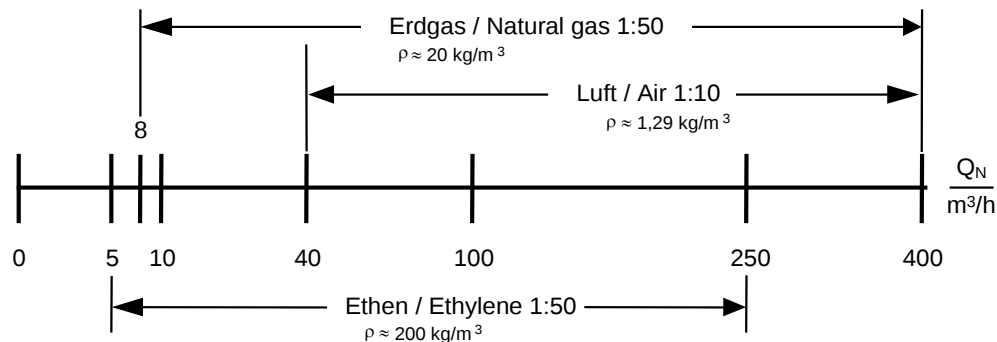


Bild 3 – Unkorrigierte Messbereiche mit 0,5% Messabweichung eines TGZ, bezogen auf den Normzustand, z. B. DN 100

Figure 3 – Uncorrected measuring ranges of a TGM with a 0.5% measuring error, related to standard state, e.g. DN 100

Aufgrund der Prüfergebnisse können mittels elektronischer Kennlinienkorrektur die Messabweichungen auf ca. 0,1% vom Messwert verringert werden. Das Ziel einer Kennlinienkorrektur ist es, ein vorläufiges oder unkorrigiertes Messergebnis um die systematischen Fehleranteile zu korrigieren. Die Kennlinienkorrektur wird mittels Polynom- oder Stützpunktverfahren durchgeführt. Dabei lässt sich häufig der Messbereich zu kleineren Durchflüssen hin erweitern.

Based on the test results, measurement errors can be reduced to about 0.1% of the measured value by electronic error curve linearisation. The aim of such a linearisation is to correct a preliminary or uncorrected measuring result by eliminating systematic errors. The error curve is linearised by applying the polynomial or interpolation point methods. In many cases this permits extending the measuring range to include lower flow rates.

Hier beispielhaft die Ermittlung der Messabweichung anhand einer Fehlerbetrachtung einer Messstation mit überkritischem Ethylen und TGZ:

The following gives an example of how to determine the measurement error by means of an error analysis of a measuring station with supercritical ethylene and TGM:

0,1%	(u_1)	Messabweichung des korrigierten TGZ
0,05%	(u_2)	Messabweichung aus der Reproduzierbarkeit des TGZ
0,3%	(u_3)	Messabweichung des Dichtemessers
0,02%	(u_4)	Messabweichung aus der Reproduzierbarkeit des Dichtemessers
0,2%	(u_5)	Messabweichung aus Nichtumsetzung von Einbauvorschriften
0,2%	(u_6)	Messabweichung des Prüfstandes (typische Messabweichung der in Kapitel 6 genannten Volumenkalibrier- bzw. eichamtlich zugelassenen Prüfstände beträgt 0,1% bis 0,3%)

0.1%	(u_1)	Measurement error of linearised TGM
0.05%	(u_2)	Measurement error resulting from the reproducibility of the TGM
0.3%	(u_3)	Measurement error of the density meter
0.02%	(u_4)	Measurement error resulting from the reproducibility of the density meter
0.2%	(u_5)	Measurement error resulting from failure to follow installation instructions
0.2%	(u_6)	Measurement error of test rig (the typical measurement error of the volume calibration test rigs mentioned in section 6 and/or calibration test rigs approved by the Office for Weights and Measures is 0.1% to 0.3%)

Unter Berücksichtigung der DIN 1319-3 und DIN 1319-4 erhält man bei quadratischer Addition der Unsicherheiten eine theoretische Gesamtunsicherheit für die komplette Messanlage von 0,4% bis 0,5%

Taking into account DIN 1319-3 und DIN 1319-4, the quadratic addition of errors results in a theoretical overall measurement error for the entire measuring unit of 0.4% to 0.5%.

Gesamtmessabweichung:

Overall measurement error:

$$u_{\max} = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + u_3^2 + u_4^2 + u_5^2 + u_6^2} = 0,43 \%$$

maximale Gesamtmessabweichung /
maximum overall measurement error

Diese Angaben beziehen sich auf eine optimale Messeinrichtung mit korrigiertem TGZ unter der Voraussetzung, dass die Einflüsse wie z.B. aus Messbereichsüberschreitungen sowie die nicht optimale Isolierung der Dichtegeber nicht in die Berechnung eingeflossen sind. Es ist sicherzustellen, dass keine zusätzlichen Fehler durch die Messwertverarbeitung vorliegen (Verwendung von digitalen Messsignalen, wie z.B. Impulse zwischen Sensor und Mengenumwerter anstatt der Analogverarbeitung).

These data relate to an optimum measuring unit with linearised TGM, provided effects resulting e.g. from exceeding the measuring range and the sub-optimal insulation of density sensors have not been considered in the calculation. The absence of any additional errors caused by measured value processing (use of digital measuring signals such as pulses between sensor and volume conversion device instead of analog processing) must be ensured.

8.6.3. Coriolis-Massemesser (CMM)

Der mit einer hohen Messgenauigkeit nutzbare Messbereich hängt von der Dichte des zu messenden Gases ab. Im Anwendungsbereich überkritisches Ethylen oder Erdgas liegt der typische Messbereich bei 1:20 mit einer typischen Gesamtmessabweichung von 0,2% bis 0,4%.

Die Erfahrungen mit diesen Messsystemen zeigen eine sehr gute Langzeitstabilität und Reproduzierbarkeit.

8.6.3 Coriolis flow meter (CMM)

The measuring range providing a high measuring accuracy depends on the density of the gas to be measured. In applications with supercritical ethylene or natural gas the typical measuring range is 1:20 with a typical measurement error of 0.2% to 0.4%.

Experience has shown that these measurement systems have a very good long-term stability and offer a high degree of reproducibility.

8.6.4. Ultraschalldurchflussmesser (UGM)

Der mit einer hohen Messgenauigkeit nutzbare Messbereich hängt von der Geschwindigkeit (0,1 m/s bis 25 m/s) des zu messenden Gases ab. Im Anwendungsbereich überkritisches Ethylen und Erdgas liegt der typische Messbereich bei 1:100 mit einer typischen Gesamtmessabweichung von 0,2% bis 0,4%.

8.6.4 Ultrasonic gas meter (UGM)

The measuring range providing a high measuring accuracy depends on the velocity (0.1 to 10 m/s) of the gas to be measured. The typical measuring range is 1:100 with a typical measurement error of 0.2% to 0.4%.

8.6.5. Wirbelgaszähler (WBZ)

Der mit einer hohen Messgenauigkeit nutzbare Messbereich hängt von der Reynoldszahl (> 20.000) des zu messenden Gases ab. Im Anwendungsbereich überkritisches Ethylen oder Erdgas liegt der typische Messbereich bei 1:30 mit einer typischen Gesamtmessabweichung von 0,7%. Im Vergleich zu den bereits genannten Messverfahren ist der Wirbelgaszähler bezüglich der Messgenauigkeit eindeutig schlechter. Er ist aus historischen Gründen trotzdem aufgeführt, wird aber, wie bereits erwähnt, zunehmend durch genauere Messverfahren verdrängt.

8.6.5 Vortex gas meter (VGM)

The measuring range providing a high measuring accuracy depends on the Reynolds number (> 20,000) of the gas to be measured. In applications with supercritical ethylene or natural gas the typical measuring range is 1:30 with a typical measurement error of 0.7%. In comparison with the already mentioned measuring principles, vortex gas meter are definitively worse if accuracy is considered. Due to historical reasons they are listed, but they are, as already mentioned before, increasingly displaced by more precise measurement principles.

8.7. Druckverluste**8.7.1. Allgemeines**

Ein entscheidendes Auswahlkriterium für Durchflussmesseinrichtungen ist auch deren Druckverlust. Dieser wird über die Widerstandszahl ζ bestimmt und geht nach folgender Formel in die Druckverlustberechnung ein:

$$\Delta P = \zeta \times \frac{\rho_B}{2} \times v^2$$

ΔP = Differenzdruck / Differential pressure

ζ = Widerstandszahl / Resistance coefficient

ρ_B = Betriebsdichte / Operating density

v = Strömungsgeschwindigkeit / velocity

Die Druckverluste ΔP von Volumenzählern und ihren Einlaufstrecken hängen somit von der Betriebsdichte ρ_B des Messstoffes und der mittleren Strömungsgeschwindigkeit v im Anschlussquerschnitt ab. Widerstandszahlen der verschiedenen Durchflussmessverfahren sind weiter unten angegeben.

Oft kommen zusätzlich zum Durchflussmessgerät auch Strömungsgleichrichter zum Einsatz. Die Widerstandszahl ζ für verschiedene Gleichrichter liegt je nach Nennweite und Typ in den durch Tabelle 2 gegebenen Bereichen.

Widerstandszahlen der verschiedenen Durchflussmessverfahren sind in den folgenden Abschnitten angegeben.

8.7 Pressure losses**8.7.1 General**

A crucial selection criterion for flow meters is their pressure loss. This pressure loss is determined by the resistance coefficient ζ and included in the pressure loss calculation according to the following equation:

Consequently, the pressure loss ΔP of a volumetric meter and its inlet section is a function of the operating density ρ_B of the measured medium and the mean flow rate v in the connection cross-section. Resistance coefficient of the different measurement systems are specified below.

Often, rectifiers are mounted in addition to the flowmeters. Depending on the nominal diameter and type of rectifier, the resistance coefficient ζ is within the range given in Table 2.

Resistance coefficient of the different measurement systems are specified in the following chapters.

Gerät	Widerstandszahl ζ
Rohrbündelgleichrichter nach DIN EN ISO 5167-2	5
Lochplattengleichrichter nach DIN EN ISO 5167-2	15

Tabelle 2 – Widerstandszahl von Gleichrichtern

Instrument	Resistance coefficient ζ
Tube bundle rectifier according to DIN EN ISO 5167-2	5
Perforated-plate rectifier according to DIN EN ISO 5167-2	15

Table 2 – Resistance coefficient of rectifiers

8.7.2. Turbinenradgaszähler (TGZ)

Die Widerstandszahl ζ liegt je nach Nennweite und Typ des TGZ in den durch Tabelle 3 gegebenen Bereichen:

8.7.2 Turbine gas meter (TGM)

Depending on the nominal diameter and type of TGM used, the resistance coefficient ζ is within the range specified in Table 3:

Gerät	Widerstandszahl ζ
Turbinenradgaszähler	4 - 11

Tabelle 3 – Widerstandszahl von Turbinenradgaszählern

Instrument	Resistance coefficient ζ
Turbine gas meter	4 - 11

Table 3 – Resistance coefficient of turbine gas meters

Die in Tabelle 4 genannten Zahlenwerte für ein aus Turbinenradgaszähler bestehendes Messsystem bei Nenndurchfluss sind nur als grobe Anhaltspunkte zu betrachten.

The numerical values for a measurement system consisting of turbine flow meter and tube bundle rectifier at nominal flow as given in Table 4 should be regarded as rough reference points only.

Gasart und Dichte	Druckverlust eines Messsystems
Luft bei Atmosphärendruck	7 - 10 mbar
HD-Ethylen: $\rho_B = 300 \text{ kg/m}^3$	0,7 - 1,5 bar

Tabelle 4 – Druckverlust eines exemplarischen Messsystems mit Turbinenradgaszähler und Rohrbündelgleichrichter

Gas type and density	Measurement system pressure loss
Air at atmospheric pressure	7 - 10 mbar
HP ethylene: $\rho_B = 300 \text{ kg/m}^3$	0.7 – 1.5 bar

Table 4 – Pressure loss of a representative measurement system with turbine gas meter and tube bundle rectifier

Der bei Turbinenradgaszählern empfohlene Lochplattengleichrichter erhöht den Verlust allerdings auf etwa den doppelten Wert.

However, the perforated-plate rectifier recommended for turbine gas meters will about double the loss.

8.7.3. Coriolis-Massemesser (CMM)

Die Widerstandszahl ζ liegt je nach Nennweite und Typ des CMM in den durch Tabelle 5 gegebenen Bereichen:

8.7.3 Coriolis flow meter (CFM)

Depending on the nominal diameter and type of CFM used, the resistance coefficient ζ is within the range specified in Table 5:

Gerät	Widerstandszahl ζ
Coriolis-Massemesser	5 - 20

Tabelle 5 – Widerstandszahl von Coriolis-Massemessern

Instrument	Resistance coefficient ζ
Coriolis flow meter	5 - 20

Table 5 – Resistance coefficient of Coriolis flow meters

Die Widerstandszahl ist auf Grund der konstruktionsbedingten Verengung der Schwingrohre relativ hoch.

Due to the narrowing vibration tubes the resistance coefficient is relatively high.

8.7.4. Ultraschalldurchflussmesser (UGM)

Ultraschalldurchflussmessgeräte haben auf Grund

8.7.4 Ultrasonic gas meter (UGM)

As there is no, or hardly any, narrowing of the

der nicht bzw. nur geringfügigen Querschnittsverengung des Messgerätes und der nicht vorhandenen Einbauten in den Querschnitt sehr geringe Druckverluste.

Die Widerstandzahl ζ liegt je nach Nennweite und Typ des UGM in den durch Tabelle 6 gegebenen Bereichen:

instrument cross-section and there are no internal components in the cross-section, ultrasonic gas meters have very low pressure losses.

Depending on the nominal diameter and type of UGM used, the resistance coefficient ζ is within the range specified in Table 6:

Gerät	Widerstandszahl ζ
Ultraschalldurchflussmesser	0,2 - 0,5

Tabelle 6 – Widerstandszahl von Ultraschalldurchflussmessern

Instrument	Resistance coefficient ζ
Ultrasonic gas meter	0.2 – 0.5

Table 6 – Resistance coefficient of ultrasonic gas meters

8.7.5. Wirbelgaszähler (WBZ)

Die Widerstandzahl ζ liegt je nach Nennweite und Typ des WBZ in den durch Tabelle 7 gegebenen Bereichen:

8.7.5 Vortex gas meter (VM)

Depending on the nominal diameter and type of VGM used, the resistance coefficient ζ is within the range specified in Table 7:

Gerät	Widerstandszahl ζ
Wirbelgaszähler	2,5

Table 7 – Widerstandszahl von Wirbelgaszählern

Instrument	Resistance coefficient ζ
Vortex gas meter	2.5

Tabelle 7 – Resistance coefficient of vortex gas meters

Die Wirbelgaszähler fallen mit $\zeta = 2,5$ durch einen besonders kleinen Wert der Widerstandszahl auf. Hier ist jedoch zu beachten, dass sie bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten arbeiten und deshalb bei gegebenem Durchfluss typisch ein bis zwei Nennweitenstufen kleiner sind. Ihr Druckverlust wird daher in der Praxis gleich oder größer als der von Turbinenradgaszählern sein.

Genaue Daten zum Druckverlust müssen aus den Herstellerangaben für den verwendeten Durchflussmesser unter Berücksichtigung der aktuellen Werte für Durchfluss und Dichte berechnet werden.

At $\zeta = 2.5$, vortex gas meters have an extraordinarily low resistance coefficient. It should be noted, however, that these instruments operate at high flow velocities and, as a result, are typically one to two nominal diameters smaller at a given flow rate. This means that in practice their pressure loss will be equivalent to, or higher than, that of turbine gas meters.

Precise pressure loss data need to be calculated on the basis of the information provided by the manufacturer for the flow meter in question, taking into account current flow and density values.

9 Auswahl von Messsystemen

Nach Festlegung des Messsystems muss für jeden speziellen Anwendungsfall geprüft werden, ob weitergehende Maßnahmen zur Erhöhung der Verfügbarkeit und der Fehlererkennbarkeit zu ergreifen

9 Selection of measurement systems

After choosing a measurement system it must be determined for each special application whether additional measures are required to increase availability and error detectability. These measures con-

sind. Diese Maßnahmen bestehen darin, dass redundante Zusammenschaltungen gewählt werden. Sie führen daher zu einem größeren Aufwand für die Messtechnik.

sist in selecting redundant interconnections, thus resulting in higher investment in measuring equipment.

9.1. Verfügbarkeit

Es muss zwischen der Verfügbarkeit des Produktflusses und der Verfügbarkeit des Messsystems unterschieden werden. Die Verfügbarkeit des Produktflusses ist meistens schon dadurch gewährleistet, dass Messeinrichtungen verwendet werden, die im Störfall den Produktfluss nicht unterbrechen.

Die Verfügbarkeit des Messsystems wird primär durch die Wahl der Messeinrichtungen bestimmt. Sie kann durch eine Reihen- oder Parallelanordnung von Messsystemen erhöht werden.

9.1 Availability

A distinction needs to be made between the availability of the product flow and the availability of the measurement system. The availability of the product flow is mostly ensured by using measuring equipment that does not interrupt the product flow in the event of malfunction.

System availability is primarily determined by the selection of measuring equipment. It can be increased by arranging measurement systems in series or in parallel.

9.2. Fehlererkennung

Eine rasche Erkennung von Messabweichungen führt zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit.

9.2 Error detection

Rapid detection of measurement errors will result in greater availability.

9.2.1. Messung ohne direkten Vergleich

Eine Schaltung von Messsystemen nach Bild 4 und Bild 5 erlaubt keine Erkennung von Messabweichungen. Differenzen in Netzbilanzen können auf größere Messabweichungen hinweisen, wobei aber die Zuordnung schwierig ist, wenn nicht weitere Hinweise auf die fehlerhafte Messeinrichtung vorhanden sind.

9.2.1 Measurement without direct reference

Connecting measurement systems as shown in Figure 4 and Figure 5 does not permit the detection of measurement errors. Differences in pipeline grid balances may indicate major measurement errors, but it is difficult to identify the defective instrument unless there are any other indications of malfunction.

9.2.2. Ständig mitbetriebenes Vergleichsmesssystem

Beim Einsatz von zwei Messsystemen vergleichbarer Genauigkeit in Reihenschaltung nach Bild 8 wird der Gleichlauf kontinuierlich ausgewertet. Dabei können Gleichlaufdifferenzen schon in der Entstehung beobachtet werden. Eine Erkennung der fehlerhaften Messeinrichtung ist eventuell möglich.

9.2.2 Continuous synchronised reference measurement system

When two measurement systems with comparable accuracy are operated in series as shown in Figure 8, their operation is continuously evaluated. In this way measuring differences can be detected at source. Sometimes it is also possible to identify the faulty instrument.

9.2.3. Gelegentlich betriebenes Vergleichsmesssystem

Bei einer Zusammenstellung nach Bild 6 wird das Vergleichsmesssystem zu Prüfzwecken betrieben, während der übrigen Zeit steht es als installierte Reserve bereit. Statt eines Kontrollzählers kann auch ein Normal verwendet werden.

9.2.3 Intermittently operated reference measurement system

In a configuration as shown in Figure 6, the reference measurement system is operated for test purposes; for the rest of the time it is on stand-by and serves as an installed reserve instrument. Instead of a control meter a reference system may also be used.

Bei mehreren parallelen Messsystemen kann ein Kontrollzähler nach Bild 7 angeordnet werden, so dass jedes Messsystem einzeln geprüft werden kann.

When there are several parallel measurement systems, a control meter may be installed as shown in Figure 7 so that each measurement system can be tested individually.

9.2.4. Häufigkeit der Vergleichsmessungen

Die Nacheichfristen für Messsysteme, die dem MessEG unterliegen, sind in der MessEV festgelegt. Für die dort genannten zeitlichen Abstände sind die gestellten Genauigkeitsansprüche häufig zu groß.

Realistische Fristen sollten die Betriebsweise (Verschmutzung, Überlastung), Genauigkeitsanforderungen und die Art der verwendeten Messeinrichtung berücksichtigen. Neu eingeführte Geräte wird man solange häufiger kontrollieren, bis ihre Betriebssicherheit abgeschätzt werden kann.

Die fest installierten Vergleichsmesssysteme nach Kap. 9.2.3 werden in Prüfzyklen von ein bis drei Monaten oder bei vermuteten Störungen betrieben.

Vergleichsmessungen mit einem externen Normal, bei denen die Messeinrichtungen ausgebaut werden müssen, finden üblicherweise in größeren Zeitabständen statt. Im Ethylenetz der ARG sind mit TGZ-Messsystemen zwei Jahre und mit CMM-Messsystemen vier Jahre üblich. In Erdgasnetzen, die gemäß den DVGW-Arbeitsblättern vorgehen, sind die Zeitabstände je nach Messverfahren acht bis sechzehn Jahre (Anlage 7 der MessEV).

9.2.4 Frequency of reference measurements

Re-calibration intervals for measurement systems subject to the Measurement and Calibration Act (MessEG) are laid down in the Measurement and Calibration Ordinance (MessEV). The accuracy requirements are often too stringent for the stipulated intervals.

Realistic intervals should take into account the operating method (contamination, overloading), accuracy requirements and the type of measuring equipment used. Newly introduced instruments will have to be controlled more frequently until their operational safety can be properly assessed.

The integral reference measurement systems described in section 9.2.3 are operated in test cycles of one to three months or when malfunction is suspected.

Reference measurements with an external reference system where measuring equipment needs to be dismantled are usually conducted at longer intervals. In its ethylene pipeline grid, ARG has intervals of two years for measurement systems with turbine gas meters and four years for systems using Coriolis flow meters. In natural gas grids operating according to DVGW worksheets, intervals vary between eight and sixteen years, depending on the measuring method used (Annex 7 of the Measurement and Calibration Ordinance).

9.3. Anordnungen von Messsystemen und deren Vor- und Nachteile

9.3 Configurations of measurement systems and their Advantages and Disadvantages



Bild 4 – Einzelmessung

Geringer Aufwand, Erkennung von Messabweichung nicht direkt möglich. Bei einer Störung am Zähler ist keine Mengenermittlung mehr möglich. Ohne Umgang ist bei Zählerausbau der Produktfluss unterbrochen.

Figure 4 – Individual measurement

Low investment, direct detection of measuring errors is not possible. The volume can no longer be determined when the meter malfunctions. As there is no bypass, the product flow is interrupted when a meter is dismantled.

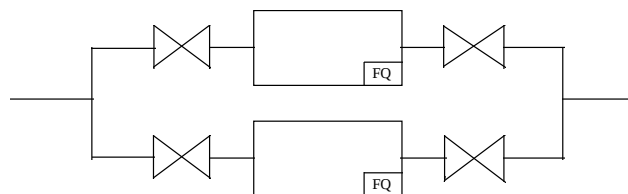


Bild 5 – Parallelaufbau

Größerer Aufwand als nach Bild 4, Erkennung von Messabweichung nicht direkt möglich, wenn nicht

Figure 5 – Parallel configuration

Higher investment than according to Figure 4, direct detection of measuring errors is not possible if both

beide Zähler im gleichen Maße durchflossen werden. Bei dieser Anordnung können die Zähler für Teil- oder Vollastbetrieb der Station ausgelegt werden. Im letzteren Fall kann ein Zähler bedingt als Reservezähler betrachtet werden.

flow meters are not flown through with same amount. In this configuration, meters can be designed for partial or full load operation of the measuring station. In the latter case, a meter may – to a certain extent – be considered a reserve meter.

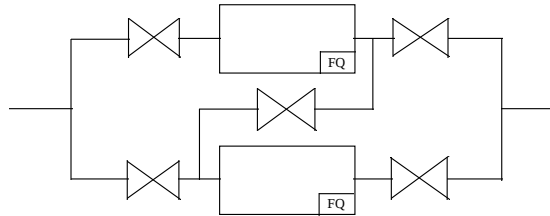


Bild 6 – Parallelaufbau mit Querverbindung

Figure 6 – Parallel configuration with cross-connection

Bei dieser Anordnung werden die Zähler üblicherweise gleich groß ausgelegt und ein Zähler als Reservezähler betrachtet. Eine Erkennung von Messabweichungen ist durch Reihenschaltung möglich.

In this configuration, meters usually have the same size and one meter is considered a reserve meter. In-series connection permits measuring errors to be detected.

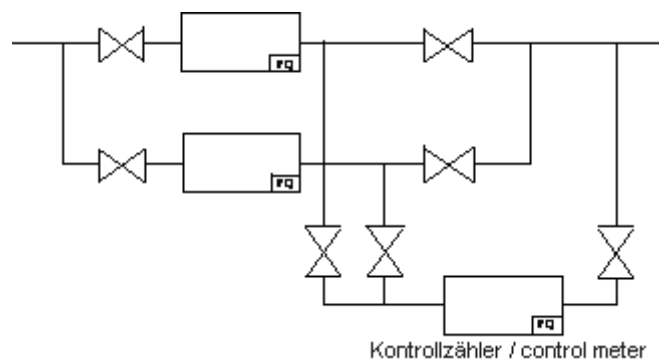


Bild 7 – Parallelaufbau mit Kontrollzähler

Figure 7 – Parallel configuration with control meter

Großer Aufwand wegen des fest eingebauten Kontrollzählers. Es sind Messwertabweichungen durch Zuschalten des Kontrollzählers erkennbar. Der Messbereich des Kontrollzählers wird auf einen Zähler abgestimmt.

High investment due to integral control meter. Measuring errors can be detected by activating the control meter. The measuring range of the control meter is adapted to the meter proofed.

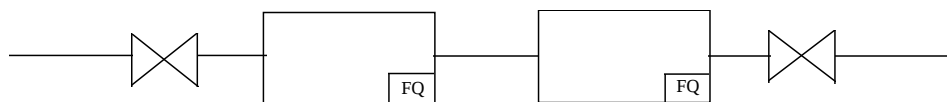


Bild 8 – Reihenschaltung

Figure 8 – In-series configuration

Erkennung von Gleichlaufdifferenzen fortlaufend möglich, da bei beiden Zählern der gleiche Durchsatz vorhanden ist. Ohne Umgang ist beim Zählerausbau der Produktfluss unterbrochen. Die Messsysteme müssen so angeordnet werden, dass sie sich gegenseitig nicht beeinflussen können. Störungen, wie z. B. Verschmutzungen, können sich bei gleichartigen Messsystemen in gleichem Sinne auf

Continuous detection of synchronisation differences is possible, as both meters have the same throughput. Without a bypass, the product flow is interrupted when a meter is dismantled. The measurement systems must be arranged so that they cannot influence each other. In identical measurement systems malfunctions, e.g. caused by contamination, can have an identical influence the

die Fehlerkurve auswirken.

error curve.

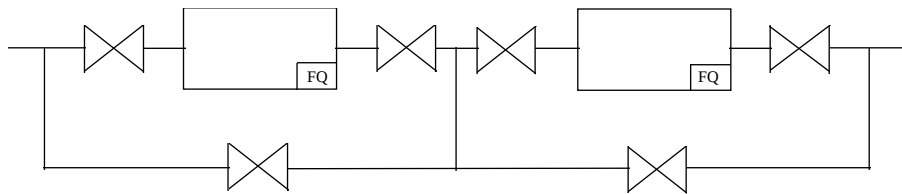


Bild 9 – Reihenschaltung mit Umgang

Erkennung von Messabweichungen laufend möglich. Wegen der vorhandenen Umgänge ist der Ausbau eines Zählers während des Betriebes möglich, wodurch eine hohe Verfügbarkeit der Messung gegeben ist. Sonst wie Bild 8.

Figure 9 – In-series configuration with bypass

Continuous detection of measuring deviations is possible. As there are bypasses it is possible to dismantle a meter during operation, thus ensuring high measurement availability. Otherwise as shown in Figure 8.

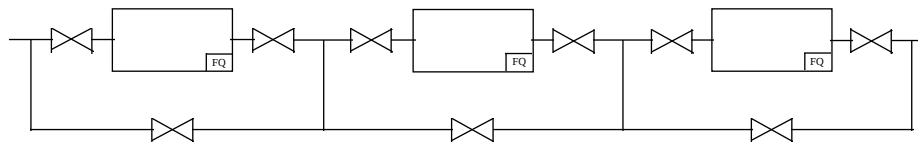


Bild 10 – Dreifache Reihenschaltung mit Umgang und Kontrollzähler

Großer Aufwand, da zwei Zähler ständig in Betrieb sind und ein dritter als Kontroll- oder Reservezähler in Bereitschaft steht. Erkennung von Messabweichungen laufend möglich.

Durch Zuschalten des Kontrollzählers ist der gestörte Zähler unmittelbar eindeutig feststellbar. Bei Ausbau des gestörten Zählers bleiben die Vorteile nach Bild 9 erhalten.

Wenn bei dieser Zusammenschaltung zwei gleichartige und ein nach anderen physikalischen Prinzipien arbeitendes Messsystem eingesetzt werden, können auch Messabweichungen erkannt werden, die sich bei gleichartigen Systemen gleich auswirken.

Figure 10 – Triple in-series configuration with bypass and control meter

High investment, as two meters are continuously in operation and a third one is on stand-by as a control or reserve meter. This configuration permits the continuous detection of measurement errors.

A faulty meter can be clearly identified without delay by activating the control meter. The Advantages shown in Figure 9 remain unchanged when the faulty meter is dismantled.

Measuring errors which have the same effect on identical systems can also be detected when two identical measurement systems and a third system based on different physical principles are interconnected.

10 Prüfstände

Erdgas

- NMI in Bergum
- Gasunie in Westerbork
- Gas de France nahe Paris
- RWE in Recklinghausen
- Pigsar in Dorsten
- EnBW in Stuttgart
- Elster-Instromet in Mainz-Kastell
- Elster-Instromet in Utrecht
- FORCE in Dänemark
- NMI Euroloop in Rotterdam

10 Test rigs

Natural gas

- NMI in Bergum
- Gasunie in Westerbork
- Gas de France near Paris
- RWE in Recklinghausen
- Pigsar in Dorsten
- EnBW in Stuttgart
- Elster-Instromet in Mainz-Kastell
- Elster-Instromet in Utrecht
- FORCE in Denmark
- NMI Euroloop in Rotterdam

11 Literatur

- [1] Allgemeine Durchleitungsbedingungen der ARG, ADB, Teil B, Ausgabe Juli 2014
- [2] BONNER, J. A. American Gas Association Transmission Conference, Las Vegas (May 1976)
- [3] BERGERVOET, J.T.M. Effekte bei der Durchflusspulsation auf Turbinenradgaszähler (März 1991)
- [4] ERBSTÖSSER, H. Bericht des Ausschusses "Mengenmessung gasförmiger Medien in Pipelines" bei der 41. NAMUR-Hauptsitzung (Oktober 1978)
- [5] NA 101, Errichten und Betreiben von eichpflichtigen Durchflussmessanlagen für Flüssigkeiten aus Wasser, Wasser und Gase
- [6] NE 145, Einheitliche Darstellung der Messabweichung von Feldgeräten
- [7] PTB-RICHTLINIE TR G 13, Einbau und Betrieb von Turbinenradgaszählern

11 Literature

- [1] General Carrying Conditions, ARG, GCC, Appendix B, July 2014
- [2] BONNER, J. A. American Gas Association Transmission Conference, Las Vegas (May 1976)
- [3] BERGERVOET, J.T.M. Effekte bei der Durchflusspulsation auf Turbinenradgaszähler" (März 1991) (Effects of flow pulsation on turbine gas meters) (March 1991), German only
- [4] ERBSTÖSSER, H. Bericht des Ausschusses "Mengenmessung gasförmiger Medien in Pipelines" bei der 41. NAMUR-Hauptsitzung (Oktober 1978) (Report of the committee on volumetric measurements of gaseous media in pipelines at the 41st NAMUR Annual General Meeting) (October 1978), German only
- [5] NA 101, Set-up and operation of flow measuring systems for liquids other than water, for water and for gases subject to statutory calibration
- [6] NE 145, Uniform description of the error of measurement of field devices
- [7] PTB-RICHTLINIE TR G 13, Einbau und Betrieb von Turbinenradgaszählern (PTB GUIDELINE TR G 13, Installation and operation of turbine gas meters), German only