

**Badenova Netze** GmbH  
Tullastraße 61  
79108 Freiburg  
BadenovaNetze.de

# **Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen im Gasnetz des Netzbetreibers Badenova Netze GmbH**

gemäß § 21b Abs. 4 S. 2 Nr. 2 EnWG und § 12 Abs. 1 Messstellenrahmenvertrag

Gültigkeit: ab 04.11.2024

## 1. Geltungsbereich

Dieses Dokument regelt die technischen Mindestanforderungen an Gas-Messeinrichtungen und die Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Netzgebiet der Badenova Netze GmbH nach § 21b Abs. 4 S. 2 Nr. 2 EnWG und § 12 Abs. 1 Messstellenrahmenvertrag. Das Dokument ergänzt die einschlägigen Gesetze und Verordnungen (insbesondere EnWG, GasNZV, GasGVV, MessZV), die Technischen Vorschriften und Richtlinien (z.B. DVGW Regelwerk, insbesondere G 488, G 492, G 685, G 687, G 689 und G 2000) in den jeweils gültigen Fassungen. Das Dokument gilt auch für Gas-Messeinrichtungen im Anwendungsbereich des DVGW Arbeitsblattes G 600, ersetzt jedoch nicht die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Die Regelungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer bleiben unberührt. Messeinrichtungen an Netzkopplungspunkten und Messeinrichtungen zur Gasbeschaffenheitsmessung sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Weitergehende technische Einrichtungen, wie z.B. Dimensionierung der Rohre, Einrichtungen für die Absperrung der Messeinrichtung, die Druckabsicherung, die Druck-/Mengenregelung, Erdgasfilter oder die ggf. zum Schutz der Gaszähler vorgeschalteten Schmutzsiebe, sind nicht Bestandteil dieser Mindestanforderungen und werden gesondert geregelt. Das Dokument gilt auch für Umbauten an bestehenden Messeinrichtungen. Es gelten auch die Technischen Anschlussbedingungen an die Auslegung und den Betrieb von Erdgas-Netzanschlüssen im Erdgasnetz der Badenova Netze GmbH.

## 2. Grundsätzliche Anforderungen

Der Messstellenbetreiber stellt sicher, dass an der Messstelle alle Voraussetzungen zur einwandfreien Messung der abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Größen dauerhaft und sicher eingehalten werden.

Der Aufstellungsort der Messeinrichtung muss zugänglich, belüftet, beleuchtet, witterungsgeschützt und trocken sein. Bei Aufstellung im Freien sind die Anforderungen durch gleichwertige Maßnahmen zu erfüllen (z. B. Schutzarten durch Gehäuse). Die Einhaltung der zulässigen Umgebungs- und Betriebstemperaturbereiche der Messeinrichtungen (insbesondere bei Messanlagen mit elektronischen Messgeräten in Schrankanlagen) und sonstigen Anforderungen an den Aufstellungsort sind sicherzustellen. Es dürfen nur Geräte eingesetzt werden, die gemäß Herstellerangaben den Anforderungen des Aufstellungsortes genügen. Die erforderlichen Wand- und Montageabstände (z. B. für Zählerwechsel) sind einzuhalten. In entsprechenden Einbausituationen ist zusätzlich ein Umfahr- und Abreißschutz zur Sicherung gegen Beschädigungen sicherzustellen. In Gebäuden mit wohnähnlicher Nutzung ist der Schallschutz besonders zu beachten (Raumschall-, Körperschallübertragung bei Trennwänden). Der Messstellenbetreiber ermöglicht dem Netzbetreiber jederzeit ungehinderten und uneingeschränkten Zugang zur Messeinrichtung.

Bei Übernahme bzw. Nutzungsüberlassung von Messeinrichtungen des Netzbetreibers als grundzuständigem Messstellenbetreiber ist zusätzlich zu den Prozessschritten der Abschnitte 5.1 und 5.2 der Anlage 1 zu den Festlegungen BK6-09-034 / BK7-09-001 der Bundesnetzagentur der Abschluss eines Kauf-/Pachtvertrages nach Vorgabe des Netzbetreibers erforderlich. Ein Muster wird auf Anfrage zur Verfügung gestellt.

### **3. Anforderung an die Messeinrichtung**

Die Gas-Messeinrichtung muss für den Abnahmefall geeignet sein und entsprechend betrieben werden. Die Messgeräte müssen dem im Betrieb maximal möglichen Druck (MOP) standhalten. Die Eignung ist nachzuweisen.

Eingesetzte Messeinrichtungen müssen, sofern sie nicht fernabgelesen werden, für die Kundenselbstablesung geeignet sein. Dies gilt als erfüllt, wenn alle erforderlichen Register oder Zählwerke gleichzeitig ablesbar sind (keine Tastenbedienung oder rollierende Anzeige).

Schalteinrichtungen zur Versorgungsunterbrechung oder zur Leistungsbegrenzung, die über die hier spezifizierten Mindestanforderungen hinaus notwendig werden, bedürfen vor dem Einbau der Zulassung durch die Badenova Netze GmbH. Hierfür ist vom Messstellenbetreiber der Nachweis der Zulassung / die Einhaltung der sonstigen technischen Anforderungen an die eingesetzten Geräte zu führen.

Soweit bei Verbrauchs-/Abnahmestellen eine Steuerung im Rahmen der Netznutzung (z.B. bei unterbrechbarer Versorgung) durch den Netzbetreiber erfolgt, werden die erforderlichen Steuergeräte in der Regel vom Netzbetreiber gestellt.

Ab einem Verbrauch von 5.000 Nm<sup>3</sup>/h ist mit dem Netzbetreiber ein Messkonzept mit zwei unterschiedlichen Messprinzipien abzustimmen.

Bei Vergleichsmessungen sind alle Gaszähler mit gleichwertigen Mengenumwertern auszurüsten. Die Gastemperatur am Gaszähler sollte im Bereich von +5° bis +40° C liegen.

Bei Dauerreihenschaltung müssen zwei verschiedene Messgerätearten nach Anlage 1 dieses Dokuments eingesetzt werden. Bei Einsatz der Gaszähler in Dauerreihenschaltung ist der für die Abrechnung vorgesehene Gaszähler eindeutig festzulegen. Durch eine Dauerreihenschaltung sollen die Messergebnisse ständig verglichen werden können.

### 3.1. Gaszähler

Die Auswahl des geeigneten Gaszählers hat nach Anlage 1 dieses Dokuments zu erfolgen. Die Druckstufe ist entsprechend den Betriebsbedingungen auszuwählen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Standarddruckstufe ist DP 16 bar (Ausnahme BGZ: DP 0,1 bar).

Zur Inbetriebnahme sind dem Netzbetreiber Kopien der erforderlichen Prüfzeugnisse über die durchgeführten Druck- und Festigkeitsprüfungen nach DIN EN 10204 - 3.1 zu übergeben (Ausnahme BGZ: DP 0,1 bar).

Beim Einsatz von Balgengaszählern ist dafür Sorge zu tragen dass der Zählerplatz so ausgelegt wird, dass der nächstgrößere Zähler (z.B. G6 à G10) Platz finden muss. Mindestens jedoch 100mm Mindestabstand um den Zähler herum. Bei Ein Rohr-/ so wie Zwei Rohr Balgengaszählern ist eine Gasmesserplatte (Zählerplatte) vorgeschrieben.

Folgende Bauteile sind zusätzliche Bestandteile des Gaszählers:

- Dichtungen
- Muffen
- Verschlüsse
- Zählerregler
- Manipulationsschutz

Bei der Messgeräteauswahl ist die notwendige Versorgungssicherheit zu beachten. In Einzelfällen kann dies zu Abweichungen von Anlage 1 dieses Dokuments führen.

#### 3.1.1. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Drehkolbengaszählern

In Ergänzung zur DIN EN 12480 gilt: die Drehkolbengaszähler sind in Anschlussausführung und Nennweite entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers einzubauen. Beim Werkstoff für die Gehäuse der Drehkolbengaszähler ist DIN 30690-1 zu beachten. Als Fehlergrenzen bei der Eichung ist die Hälfte der Eichfehlergrenzen einzuhalten. Es werden zwei separate Impulsgeber im Zählwerkskopf mit Reedgeber (NF) gefordert. Prinzipiell wird der Einsatz eines zusätzlichen Encoderzählwerks empfohlen, ab einem Verbrauch von 5.000Nm<sup>3</sup>/h muss mindestens ein mechanischer Abtrieb (25 H7) für ein Aufsteck-Encoderzählwerk vorhanden sein. Einlaufstrecke gilt verbindlich 5 x DN und für die Auslaufstrecke gilt verbindlich 3 x DN. Generell ist hierfür der Messtechnische Standard ERDGAS heranzuziehen. Die Drehkolbengaszähler sind mit zwei im Gehäuse integrierten Tauchhülsen vorzusehen. Die Eichung hat mit den Tauchhülsen zu erfolgen.

### **3.1.2. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Turbinenradgaszählern**

Als Gesamtlänge der Turbinenradgaszähler zwischen Ein- und Auslaufanschlüssen gilt verbindlich 3XDN. Generell ist hierfür der Messstechnische Standard ERDGAS heranzuziehen. Die Turbinenradgaszähler sind grundsätzlich für die Einbaulage horizontaler Durchfluss, universell einstellbar nach links oder rechts, vorzusehen. Bezüglich der Gehäusewerkstoffe sind die Anforderungen der DIN 30690-1 zu beachten. Die Turbinenradgaszähler sind für den Einsatz bis zu einem Betriebsüberdruck von 4 bar (5 bar abs.) einer Niederdruckeichung zu unterziehen. Als Fehlergrenzen bei der Eichung ist die Hälfte der Eichfehlergrenzen einzuhalten. Ab einem Betriebsüberdruck von 4bar (5 bar abs.) ist der Einsatz von Turbinenradgaszählern nur mit einer Hochdruckprüfung in Anlehnung an die PTB-Prüfregel Bd. 30 zulässig. Die Hochdruckprüfung ist beim vom Netzbetreiber vorgegebenen Prüfdruck auf einem Prüfstand, welcher dem deutsch-niederländischen Bezugsniveau angeglichen ist, vorzunehmen. Als Prüfmedium für die Hochdruckprüfung ist Erdgas zu verwenden. Prüfstand und Termin sind so frühzeitig bekannt zu geben, dass ein Beauftragter des Netzbetreibers auf dessen Kosten an der Hochdruckprüfung teilnehmen kann. Das Protokoll der HD-Prüfung ist mitzuliefern. Der HD-Messbereich ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Diese Regelungen gelten für Nacheichungen entsprechend. Es sind Turbinenradgaszähler mit 2 x separaten Impulsgebern im Zählwerkskopf mit Reedgeber NF, und mit 2 x Schaufelradabgriff mit induktiven Impulsgeber (HF) und 1 x Referenzabgriff mit induktiven Impulsgeber (HF), sowie, zumindest in Neuanlagen, Encoderzählwerk einzusetzen. Alternativ zu einem integrierten Encoderzählwerk muss durch einen mechanischen Abtrieb (25 H7) die Möglichkeit zur Verwendung eines Aufsteck-Encoderzählwerkes gegeben sein.

### **3.1.3. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Ultraschallgaszählern**

Alle Zähler müssen über eine Zulassung nach EU-Druckgeräterichtlinie (PED) verfügen. In Ergänzung zu den allgemeinen Regeln gilt für alle Ultraschallgaszähler: beim Einsatz sind die Anforderungen der PTB hinsichtlich der Ein- und Auslaufstrecken zu beachten. Die Ultraschallgaszähler sind grundsätzlich für die Einbaulage horizontaler Durchfluss, universell einstellbar nach links oder rechts, vorzusehen. Bezüglich der Gehäusewerkstoffe sind die Anforderungen der DIN 30690-1 zu beachten. Für die Prüfungen, Eichungen und Fehlergrenzen gelten die Ausführungen für Turbinenradgaszähler entsprechend.

## **3.2. Identifikationsnummer von Zähler oder Zusatzeinrichtungen**

Die Kennzeichnung der Zähler oder Zusatzeinrichtung hat nach den Vorgaben der DIN 43863-5 in der gültigen Fassung zu erfolgen.

### 3.3. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Mengenumwertern und Zusatzeinrichtungen

Die Anforderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zum Einbau von Leistungs- bzw. Lastgangmessungen sind zu beachten, siehe Anlage 2. Die Kommunikationseinrichtung zur Fernablesung, inklusive der Verantwortung für deren Funktionsweise, gehört zum Tätigkeitsumfang des Messstellenbetreibers. Der Messstellenbetreiber hat Modems mit transparentem Übertragungsmodus und ohne aktivierten Passwortschutz einzusetzen. Je nach Einsatz der Geräte ist es notwendig, dass die Daten mit verschiedenen Abrufsystemen abrufbar sind. Die Übertragungsprotokolle sind dazu offen zu legen.

Ab einem Messdruck von 30 mbar ist der Einsatz von Mengenumwertern verpflichtend, unabhängig der eingesetzten Zählergröße. Zudem sind nach G685 bei DKZ / TRZ ab G160 Mengenumwerter auch bei einem Messdruck unter 30mbar verpflichtend. Als Fehlergrenzen bei der Eichung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen. In Ergänzung zur DIN EN 12405 gilt für elektronische Mengenumwerter: Die Mengenumwerter haben aus einem Rechner und je einem Messumformer für Druck und Temperatur zu bestehen. Die Umwertung hat als Funktion von Druck, Temperatur und der Abweichung vom idealen Gasgesetz zu erfolgen (Zustandsmengenumwertung).

Bei der Auswahl des K-Zahl-Berechnungsverfahrens sind die aus der Gasbeschaffenheit resultierenden Anforderungen des DVGW Arbeitsblattes G 685 zu beachten. Der Mengenumwerter rechnet die K-Zahl bis zu einem Messdruck von 4 bar mit SGERG88 und dem mittleren Kompressibilitätsverfahren (MKV) mit den Werten Brennwert 11,5 kWh/m<sup>3</sup>, Dichte im Normzustand 0,774 kg/m<sup>3</sup> und der Stoffmengenanteile CO<sub>2</sub> = 0 und H<sub>2</sub> = 0.

Ab einem Messdruck von 4 bar wird die K-Zahl im Mengenumwerter mittels der vorliegenden Gasbeschaffenheit und einer geeigneten Gleichung als Funktion von Druck und Temperatur errechnet. Die zur Berechnung der K-Zahl benötigten Werte der Gasbeschaffenheit müssen für Brenngase der 1. und 2. Familie nach DIN EN 437 programmierbar sein. Der Druckmessumformer ist als Absolutdruckaufnehmer auszuführen. Der Messbereich der Gastemperatur ist von -10 °C bis +60 °C vorzusehen, die Hersteller-Angaben sind zu beachten. Die Mengenumwerter und Zusatzeinrichtungen müssen bei Erfordernis für den Einsatz in der für den Aufstellungsraum ausgewiesenen Ex-Zone zugelassen sein. Die notwendige Zulassung nach ATEX ist bereitzustellen. Eingesetzte Mengenumwerter müssen über einen Aufnehmer aus der leitungsseitig installierten Temperaturtauchtasche und einen Druckaufnehmeraufsatz verfügen. Die Datenspeicher müssen über eine Bauartzulassung als echtzeitbezogener Lastgang bzw. Zählerstandgangspeicher verfügen. Zur Inbetriebnahme sind Datenblatt, Betriebsanleitung, Bauartzulassung der PTB mit Plombenplänen und die zur Geräteauslesung erforderliche Software bereitzustellen. Die Betriebsanleitung ist dem Anschlussnutzer auszuhändigen. Die Parametrierung hat nach den Vorgaben des Netzbetreibers zu erfolgen.

Die Mengenumwerter bzw. Zusatzeinrichtungen müssen über mindestens eine der nachstehenden Schnittstellen verfügen:

- optische Schnittstelle nach IEC 1107,
- RS 232 Kommunikationsschnittstelle für den Modem-Anschluss (GPRS), RS485 bzw. Namur
- bei Ultraschallzählern
- DSfG-Schnittstelle entsprechend DVGW G 485
- MDE-kompatibel.

### **3.3.1. Anforderungen an die Messwertübermittlung**

Sofern keine stündliche Messwertübermittlung durch den Transportkunden gefordert ist, gelten abweichend von den in Anlage 1 zum Beschluss BK7-09-001 (WiM) festgehaltenen Regelungen zur Messwertübermittlung an den Netzbetreiber folgende, jederzeit widerrufbare Vereinbarungen.

#### **3.3.1.1. Zeitpunkt und Datenumfang für die tägliche Messwertübermittlung**

Die Messwertübermittlung hat täglich, unverzüglich nach Datenauslesung jedoch spätestens zu den u.g. Zeitpunkten, für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- bis 8:00 Uhr für den Vortag von 6:00 Uhr (D-1) bis 6:00 Uhr (D):
  - Versand des Lastgangs bzw. Zählerstandgangs für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$
- sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
  - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$ ,
  - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$ ,
  - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar
- bis 13:00 Uhr für den Gastag D von 6:00 Uhr bis 12:00 Uhr:
  - Versand des Lastgangs bzw. Zählerstandgangs für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$
- sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
  - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$ ,
  - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$ ,
  - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar.

### 3.3.1.2. Zeitpunkt und Datenumfang für die monatliche Messwertübermittlung

Die Messwertübermittlung für den Liefermonat M von 6:00 Uhr, erster Tag des Monats M bis 6:00 Uhr, erster Tag des Monats M+1 hat monatlich am Monatsersten unverzüglich nach Datenauslesung für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$
- sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
  - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$ ,
  - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$ ,
  - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar,
  - elektronischer Zählerstand um 6:00 Uhr erster Tag des Monats M für folgende Zählwerke:
    - registriertes Volumen im Betriebszustand  $V_b$ ,
    - sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
      - registriertes Volumen im Normzustand  $V_n$ ,
      - registrierte Störmenge,
      - sowie zusätzlich beim Einsatz von Encoderzählwerken:
        - Stand Encoderzählwerk.

Die monatliche Messwertübermittlung hat auch dann zu erfolgen, wenn von den unter Kap. 3.3.1.1 vereinbarten Regelungen auf Wunsch des Transportkunden abgewichen wird.

### 3.3.1.3. Datenversand

Die Übermittlung der Messwerte hat unter Beachtung der hier festgelegten Fristen an folgende Adresse zu erfolgen: [lastgaenge-tms@edi.energiexchange.de](mailto:lastgaenge-tms@edi.energiexchange.de)

Der Versand der Messdaten erfolgt in der der jeweils aktuellen Version des Nachrichtentyps MSCONS des Edi@energy-Subsets unter Verwendung der in Tabelle 1 aufgeführten OBIS Kennziffern.

Zeitreihe	OBIS Kennzahl
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.15
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.15
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.15
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.17
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.17
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.17
Zählerstandgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ]	7-1:99.21.0
Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.2
Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.2
Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.2
Temperatur [°C]	7-1:99.41.42
Absolutdruck [bar]	7-1:99.42.42
registriertes Volumen im Betriebszustand $V_b$	7-1:1.0.0
registriertes Volumen im Betriebszustand $V_b$ (Encoder)	7-2:1.0.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ ungestört	7-1:11.2.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ gestört	7-1:12.2.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ gesamt	7-1:13.2.0
Fehlerregister	
Gerät	
Rückstellkennziffer	
Rückstellzeitpunkt	

**Tabelle 1:** OBIS Kennzahlen

### 3.4.2. Anforderungen an die RLM-Gasmessung zur Anbindung an das Smart Meter Gateway (DVGW G 697)

#### Kommunikationseinheit allgemeine Anforderungen

Die Kommunikationseinheit muss alle Anforderungen der Richtlinie BSI TR-03109-1 erfüllen. Sie verbindet die Messung mit dem Smart Meter Gateway (SMGW) und ist entweder als physikalisch eigenes Gerät oder als integrierte Baugruppe verfügbar.

#### Funktionsstellen

Anbindung an die Messtechnik (Impulsschnittstelle/S1) Diese Schnittstelle verbindet die Messung mit der Kommunikationseinheit und dient dazu, abrechnungsrelevante sowie betriebstechnische Daten an ein IT-System zu übertragen.

Anbindung an die Schnittstelle des SMGW (S3) Diese Schnittstelle ist gemäß BSI TR-03109 zu schützen und bildet den datentechnisch gesicherten Ausgang der Gasmessung zur Übertragung an das SMGW.

Digitale Schnittstelle (S4) Die digitale Schnittstelle, auch Parametrierschnittstelle genannt, dient der lokalen Parametrierung der Messgeräte oder der Kommunikationseinheit über eine elektronische Schnittstelle.

#### **Metrologischer Teil der Kommunikationseinheit**

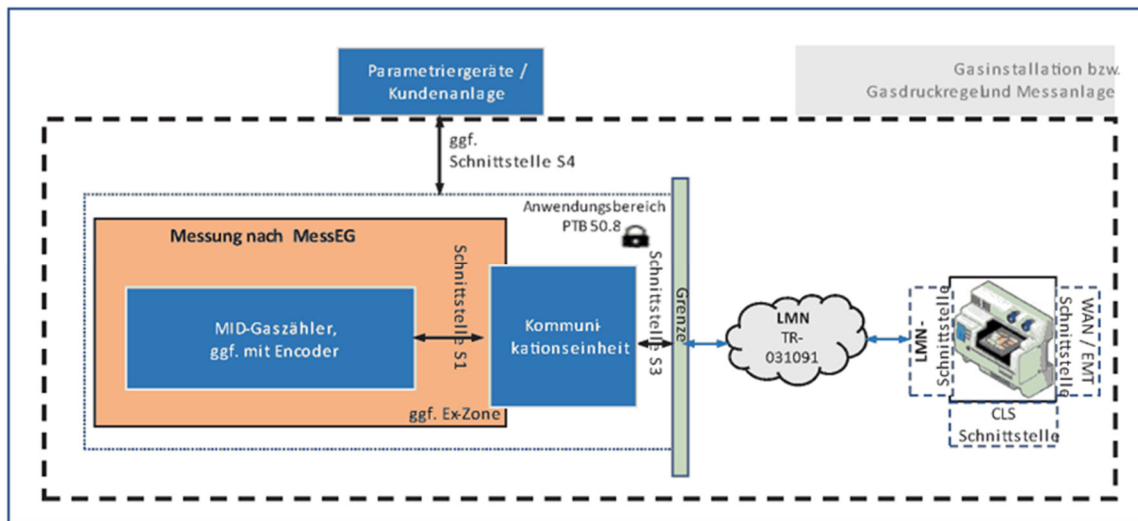
Der metrologische Teil der Kommunikationseinheit übernimmt je nach Ausprägung der angeschlossenen Messung auch messtechnische Funktionen. Wenn der Zähler einen Encoder besitzt, liegt der Zählerstand bereits als digitaler Messwert vor. Der Zählerstand muss jedoch aus dem Encoder-Protokoll in das Zielprotokoll der Schnittstelle 3 transformiert werden, es sei denn, das Gerät unterstützt das Zielprotokoll direkt an den Ausgangsschnittstellen. Statusinformationen aus Gasmessgeräten werden in abrechnungstechnische und betriebstechnische Informationen unterteilt. Alle abrechnungstechnischen Informationen müssen an die berechtigten externen Marktteilnehmer kommuniziert werden, während betriebliche Informationen im SMGW standardisiert abgespeichert werden sollten.

#### **Anforderungen an die Strom- und Spannungsversorgung**

Die Kommunikationseinheit muss nach einem Stromausfall automatisch weiter betrieben werden können. Leitungsgebundene Kommunikationseinheiten können während eines Spannungsausfalls keine Messwertaufnahmen vom Gasmessgerät und keine Übertragung an das SMGW ausführen. Batteriebetriebene Kommunikationseinheiten müssen die Spannungsversorgung mindestens für die Länge der jeweiligen Eichfrist des verbauten Messgerätes sicherstellen.

#### **RLM-Gasmessung mit LMN-Schnittstelle**

Diese Schnittstelle verbindet die Zähler mit dem SMGW innerhalb eines lokalen Netzwerks und ist geeignet, um Daten sicher und effizient innerhalb eines geografischen Bereichs zu übertragen. Die Kommunikationseinheit kann intern oder extern angeschlossen sein, um abrechnungsrelevante sowie betriebstechnische Daten zu übertragen. Relevante Daten für die Verbraucher müssen über die HAN-Schnittstelle (lokales Heimnetzwerk) des SMGW angezeigt werden.

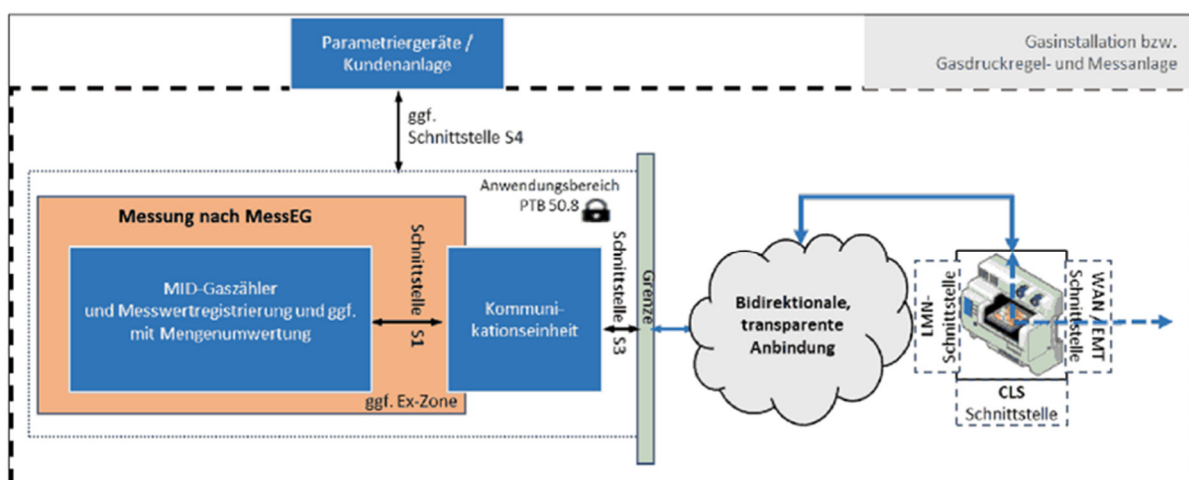


### Mit transparenter WAN-Verbindung

Diese bidirektionale und transparente Verbindung ermöglicht einen Fernzugriff auf die Messeinrichtungen und wird verwendet, um Daten von weiter entfernten Standorten zu zentralen Systemen zu übertragen. Sie ermöglicht die Übertragung abrechnungsrelevanter Messdaten, Konfigurationsdaten der Messeinrichtung und des Kommunikationsadapters sowie eine Ferndiagnose oder Fernparametrierung der Gasmessgeräte. Bei transparenten Schnittstellen liegen im SMGW keine abrechnungsrelevanten Messdaten vor, weshalb alle eichrechtlich relevanten Daten am elektronischen Display des Messgeräts angezeigt werden müssen.

### Mit PGCs (Prozess-Gaschromatographen)

RLM-Messanlagen mit PGCs erfassen zusätzlich die Gasqualitäten.



### **Gaszähler mit Impulsen und binären Kontakten**

Die verwendeten Technologien umfassen NAMUR, Reed-Kontakt und elektronischen Impulsausgang.

### **Prüfung**

Die Überprüfung der Zählerstandnachbildung muss mindestens einmal jährlich nach DVGW G 685-5 durchgeführt werden.

### **Impulsfrequenzen**

Die Impulsfrequenzen können niederfrequent (NF) im einstelligen Hz-Bereich oder hochfrequent (HF) im einstelligen kHz-Bereich sein.

### **Registrierintervall**

Das Registrierintervall ist laut PTB-A 50.8 und MSbG auf 60 Minuten definiert, wobei die maximal erlaubte Abweichung 1% (36 Sekunden) beträgt.

### **Erstinstallation**

Bei der Erstinstallation müssen die Gaszähler-Seriennummer, die Impulswertigkeit und der Zählerstand des Gaszählers über die Schnittstelle S4 parametrieren werden. Ein erfolgreicher Funktionstest der Schnittstelle S1 muss vor Ort durchgeführt werden.

### **Spezifische Anforderungen an die Kommunikationseinheit**

Die Kommunikationseinheit muss in einem Temperaturbereich von -25°C bis +55°C und einem Luftfeuchtigkeitsbereich von 10% bis 90%, nicht kondensierend, betrieben werden können. Sie muss mindestens die Schutzklasse IP51 erfüllen.



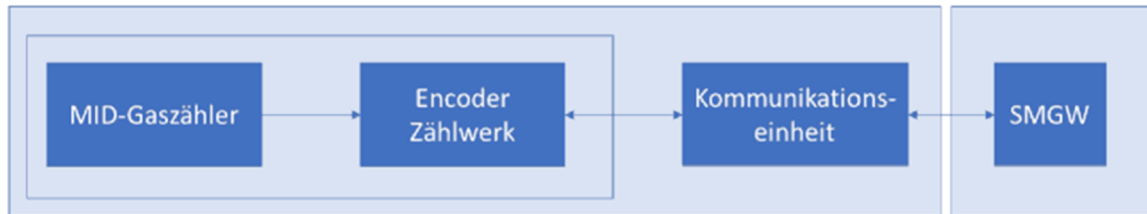
### **Gaszähler mit Encoder Zählwerk**

Die Datentelegramme umfassen obligatorisch den Datensatz des Zählwerkstands und optional den Datensatz des Typenschildes.

### **Erstinbetriebnahme**

Bei der Erstinbetriebnahme müssen Encoder-spezifische Parameter wie Schnittstellentyp und

Kommunikationsgeschwindigkeit gesetzt werden. Ein erfolgreicher Funktionstest der Schnittstelle S1 muss vor Ort durchgeführt werden.



### **Mengenumwerter ohne Registrierung**

Ein Mengenumwerter berechnet das Normvolumen aus dem Betriebsvolumen und weiteren Messgrößen wie Druck und Temperatur. Die abrechnungsrelevanten Messdatenarchive werden im SMGW gebildet und gespeichert.

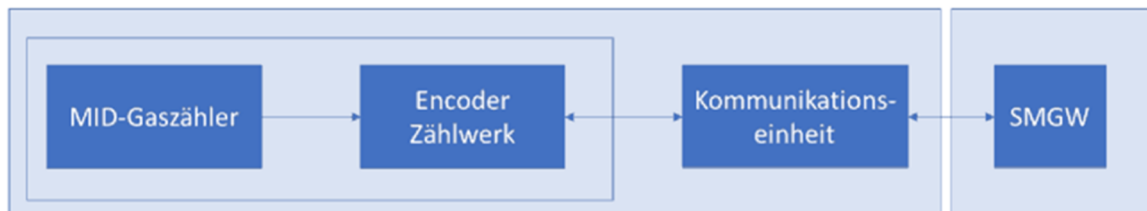
Die geltenden Anforderungen umfassen PTB-A 7.4 sowie PTB-A 50.7.

### **Messgrößen**

Alle Daten, die nach DVGW G 685 zur Gasabrechnung erforderlich sind, müssen erfasst werden.

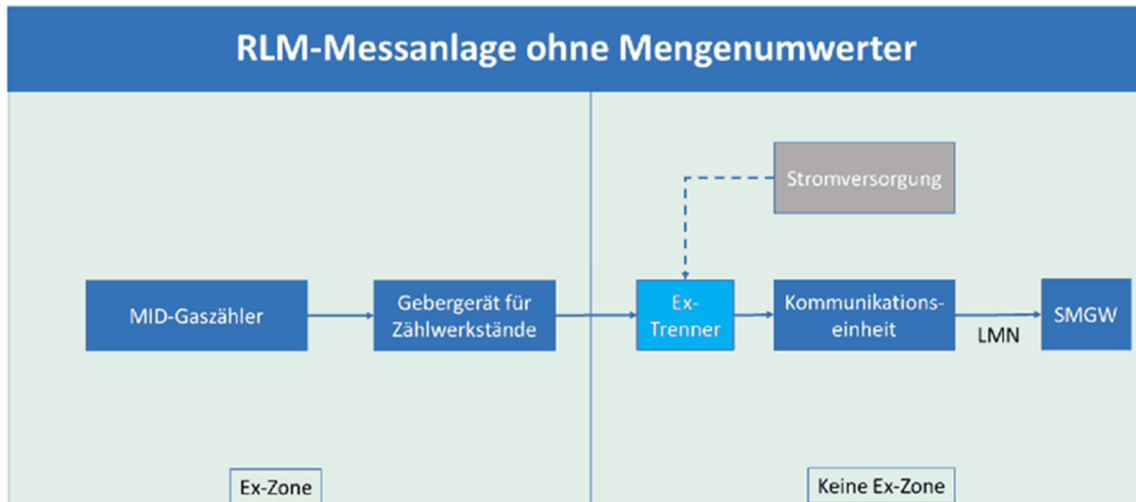
### **Ex-Schutz**

Die Anforderungen an den Explosionsschutz müssen erfüllt werden.



### RLM-Messanlagen ohne Mengenumwerter

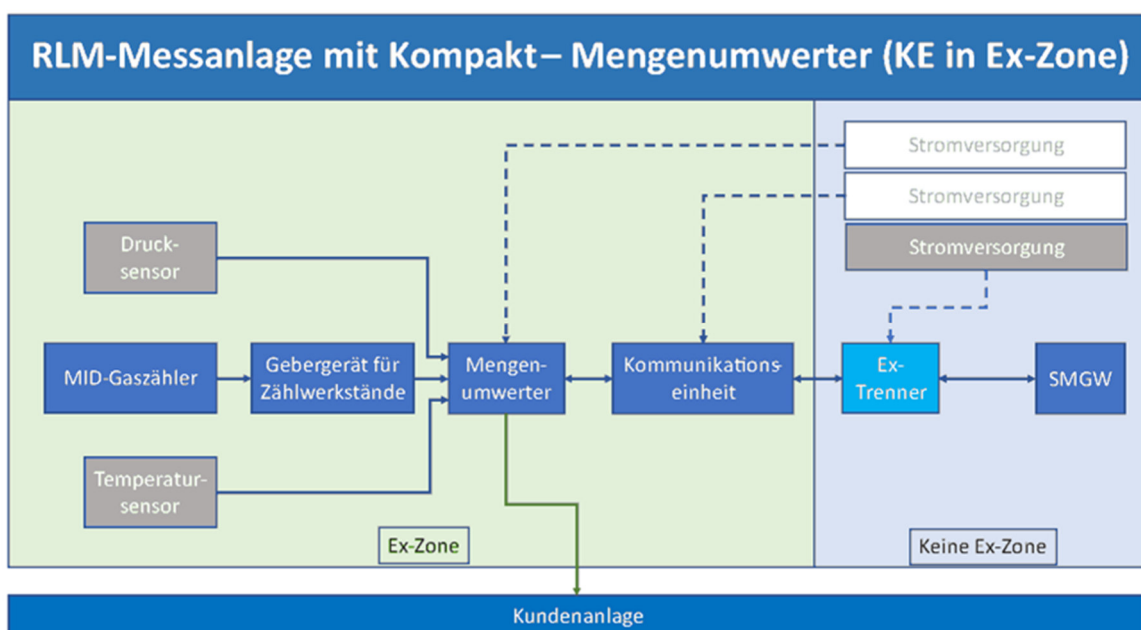
Bei RLM-Messanlagen ohne Mengenumwerter wird ein Gebergerät für Zählwerksstände eingesetzt, das den aktuellen Zählerstand an seiner Ausgangsschnittstelle zur Verfügung stellt.



Mit

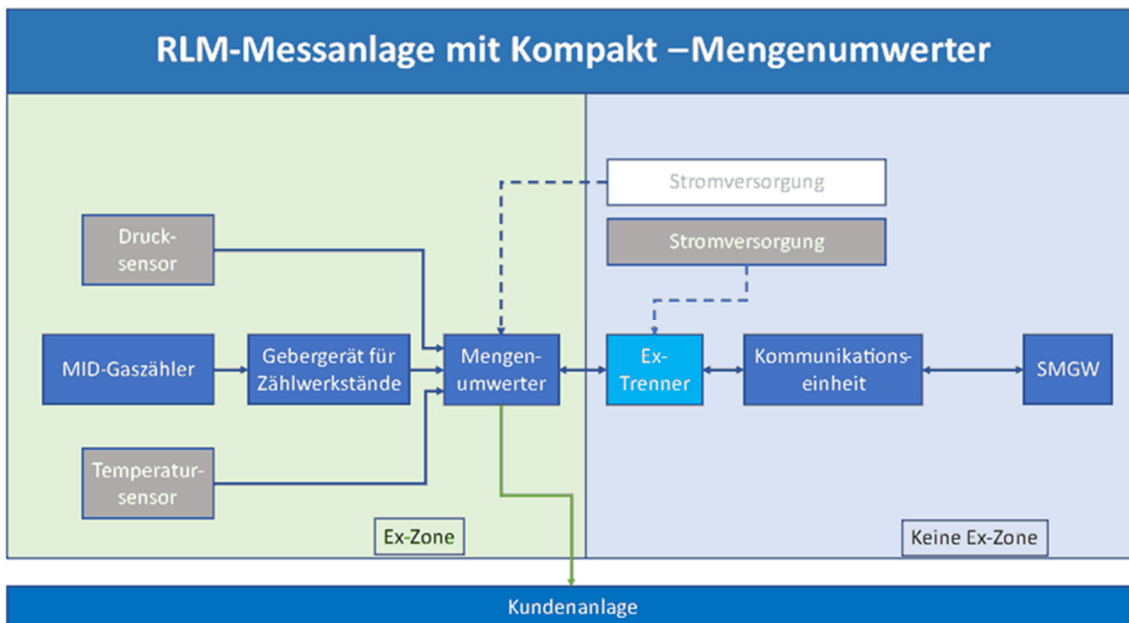
### Kompakt-Mengenumwerter (KE in Ex-Zone)

Bei dieser Variante kann ebenfalls ein Gebergerät für Zählwerksstände verwendet werden, es sei denn, es wird eine andere Technologie zur Datenübertragung an den Mengenumwerter gewählt.



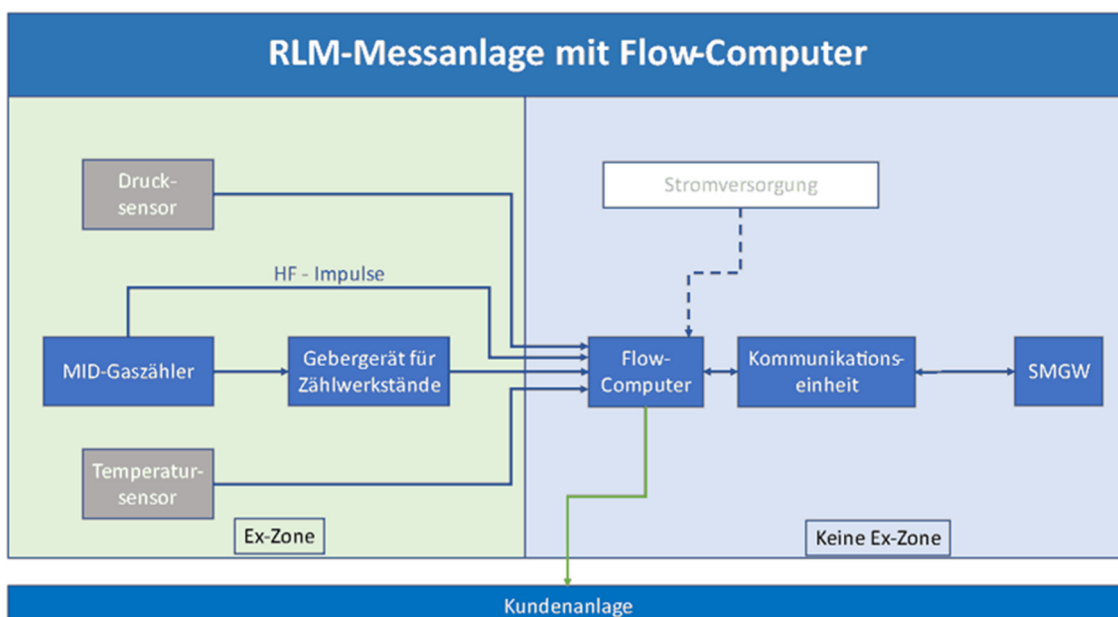
### Mit Kompakt-Mengenumberter (KE außerhalb Ex-Zone)

Diese Variante zeichnet sich durch einen einfachen technischen Aufbau und eine Optimierung der Standardisierung der Komponenten aus, hat jedoch eine größere Distanz zwischen Kommunikationsadapter und Mengenumberter.



### Mit Flow-Computer

Bei dieser Variante ist das Gebergerät für Zählwerkstände optional. Es können auch andere Übertragungstechnologien verwendet werden. Da der Mengenumberter sich außerhalb des Ex-Bereichs befindet, gibt es keine Beschränkung für den Kommunikationsadapter.



### **Eichung des Mengenumwerters vor Ort**

Vor Beginn sowie nach Beendigung einer Eichung müssen die Messwerte (Druck, Temperatur, K-Zahl, Z-Zahl) aufgenommen werden. Die während der Eichung erhobenen Messdaten einschließlich der Störmengen und Störmeldungen werden von der Kommunikationseinheit bzw. dem SMGW fortlaufend regulär übernommen. Das Quittieren bzw. Löschen der Ereignisse muss vor Ort im Mengenumwerter möglich sein.

### **3.5. Nachprüfung bereitgestellter Messwerte**

Bereitgestellte Messwerte müssen den Anforderungen der DVGW Regelwerke G 685 (A) und G 687 (A) genügen. Sofern Störungen und damit verbundene Ersatzwertbildungen gehäuft oder regelmäßig auftreten, ist das Messgerät durch den Messstellenbetreiber zu prüfen, instand zu setzen oder zu ersetzen. Er hat den Netzbetreiber bei Störungen unverzüglich zu informieren.

### Anlage 1: Auswahl der Zählertypen nach der Anschlussleistung in Neuanlagen

Zählergröße Anschluss [DN]		Belastung		Wärmeleistung (Anschlussleistung) [kW]	Turnuswechsel Austausch Anschluss [DN]	
		Q <sub>min</sub> [m <sup>3</sup> /h]	Q <sub>max</sub> [m <sup>3</sup> /h]			
<b>Balgengaszähler</b>						
G 4	25	0,04	6	47	G 4	25
G 6	25	0,06	10	78	G 6	25
G 16	40	0,16	25	195	G 16	40
G 25	50	0,25	40	315	G 25	50
<b>Drehkolbengaszähler</b>						
G 65	50	0,6	100	790	G 65	50
G 100	80	1	160	1265	G 100	80
G 160	80	1,6	250	1970	G 160	80
G 250	100				G 250	100
G 400	150	2,5	400	3150	G 400	150
G 650	150	6	650	5130	G 650	150
		10	1000	7900		
<b>Turbinenradgaszähler Messbereich 1:20 (0-4 bar Messdruck)</b>						
G 100	80	8	160	1575; jedoch nicht < 100 kW		
G 160	80					
G 250	100	13	250	2475; jedoch nicht < 140 kW		
G 400	150					
G 650	200	21	400	3960; jedoch nicht < 220 kW		
		32	650	6435; jedoch nicht < 360 kW		

		50	1000	9900; jedoch nicht < 550 kW
<b>Turbinenradgaszähler Messbereich 1:30 (&gt; 4 bar Messdruck)</b>				
G 100	80	5	160	1575; jedoch nicht < 60 kW
G 160	80			
G 250	100	8	250	2475; jedoch nicht < 100 kW
G 400	150			
G 650	200	13	400	3960; jedoch nicht < 150 kW
		21	650	6435; jedoch nicht < 240 kW
		32	1000	9900; jedoch nicht < 360 kW

## Anlage 2: Auswahl der zu den Zählern gehörenden Zusatzgeräte, leistungsabhängig

Kategorie	Typ	Messdruck	Messeinrichtung				
			Gaszähler	Regelgerät <sup>1)</sup>	Mengennumwerter	Modem/ ZFA	Lastgangspeicher
P $\leq$ 715 kW <sup>5)</sup> und W 1.500 MWh/a <sup>4)</sup>	Standard N1.1	$\leq$ 30 mbar	x	x	x  (ab Zählergröße G160)		
P 715 kW <sup>5)</sup> oder W 1.500 MWh/a <sup>4)</sup>	Standard N2.1	$\leq$ 30 mbar	x	x	x  (ab Zählergröße G160)	x	x
	Standard N2.2	> 30 bis 100 mbar	x	x	x	x	x <sup>3)</sup>
	Standard N2.3	> 100 bis 1000 mbar	x	x <sup>2)</sup>	x	x	x <sup>3)</sup>

1) Standardregelgeräte ohne erhöhte Anforderungen

2) Regelung obliegt dem Kunden

3) Lastgangspeicher im Mengennumwerter integriert

4) Toleranz -20% (1,2 MWh/a)

5) Wert ergibt sich aus: Anschlusswert des Kunden x 0,7  $\geq$  500kW (nach EnWG)