

# Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas (MSB-RV Gas)

zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber  
nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

zwischen

Open Grid Europe GmbH  
Kallenbergstraße 5  
45141 Essen  
Netzbetreibernummer: 700476  
Marktpartneridentifikationsnummer: 9870047600001

- nachstehend „Netzbetreiber“ genannt -

und

< Messstellenbetreiber >

<Straße>

<PLZ Ort>

Marktpartneridentifikationsnummer: <MPI-Nummer>

- nachstehend „Messstellenbetreiber“ genannt -

- gemeinsam auch „Vertragsparteien“ genannt -

MSB-RV Gas in der Fassung der Festlegung zur Anpassung der Standardverträge an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende vom 23.08.2017 (Az.: BK7-17-026).

## **§ 1 Gegenstand des Vertrages**

Dieser Vertrag regelt die Rechte und Pflichten zur Durchführung des Messstellenbetriebs einschließlich der mess- und eichrechtskonformen Messung an den Messlokationen von Letztverbrauchern durch einen nicht mit dem Netzbetreiber identischen Messstellenbetreiber, der

- a) aufgrund einer Beauftragung durch den Anschlussnutzer nach § 5 MsbG oder
- b) aufgrund einer Beauftragung durch den Anschlussnehmer nach § 6 MsbG

im Netzgebiet des Netzbetreibers auf der Grundlage des MsbG sowie der auf dieser Basis erlassenen Rechtsverordnungen und behördlichen Festlegungen in jeweils aktueller Fassung zuständig ist. Die in dem vorliegenden Vertrag enthaltenen Regelungen sind in ihrem Anwendungsbereich abschließend. Die Parteien sind befugt, in beiderseitigem Einverständnis zu diesem Vertrag ergänzende Regelungen zu treffen, sofern der Netzbetreiber den Abschluss der ergänzenden Regelungen jedem Messstellenbetreiber diskriminierungsfrei anbietet. Der Abschluss der ergänzenden Regelungen darf nicht zur Bedingung für den Abschluss dieses Vertrages bzw. für die Aufnahme des Messstellenbetriebs gemacht werden. Messlokation ist jede Messstelle i.S.d. § 2 Nr. 11 MsbG und damit die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Erhebung, Verarbeitung und Übermittlung von Messdaten und zur sicheren Anbindung von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten an Marktlokationen eines Anschlussnutzers. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Marktlokation ist jede Entnahmestelle i.S.d. § 41 GasNZV und damit ein Ausspeisepunkt, an einem Gasversorgungsnetz mit einer oder mehreren Messeinrichtungen, über die Gas aus einem Gasversorgungsnetz physisch entnommen werden kann. Jede Marktlokation wird durch einen Zählpunkt i.S.d. § 2 Nr. 28 MsbG bezeichnet. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden.

## **§ 2 Anforderungen an die Messlokation**

1. Der Messstellenbetreiber bestimmt im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des § 8 Abs. 1 MsbG, Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen. Diese Bestimmung muss im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Belange in angemessenem Verhältnis zur Höhe des Verbrauchs und zum Verbrauchsverhalten stehen.
2. Der Netzbetreiber bestimmt den Anbringungsort von Mess- und Steuereinrichtungen gemäß § 22 Abs. 2 NDAV.
3. Die technischen Einrichtungen der Messlokationen dürfen keine unzulässigen Rückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers oder auf Anlagen anderer Anschlussnehmer verursachen.
4. Für die sonstigen Mindestanforderungen an die Messlokation gilt § 11 dieses Vertrages.

## **§ 3 Voraussetzungen für das Tätigwerden/den Wechsel des Messstellenbetreibers**

Hat gem. §§ 5, 6 MsbG eine Beauftragung eines Dritten stattgefunden, so hat der neue Messstellenbetreiber die betroffene Messlokation beim Netzbetreiber unverzüglich anzumelden. In begründeten Einzelfällen kann der Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber einen Nachweis der Beauftragung verlangen. In diesem Fall genügt die Übersendung einer Kopie als elektronisches Dokument an den Netzbetreiber. Der Messstellenbetreiber stellt den Netzbetreiber von Haftungsansprüchen Dritter frei, die daraus resultieren, dass keine rechtswirksame Beauftragung vorliegt.

## **§ 4 Geschäftsprozesse und Datenaustausch zur Abwicklung des Messstellenbetriebs**

1. Die Abwicklung des Messstellenbetriebs erfolgt unter Anwendung der von der Bundesnetzagentur erlassenen Festlegung zur Ausgestaltung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) in jeweils geltender Fassung.

2. Soweit ein elektronischer Datenaustausch zwischen den Vertragspartnern nach Maßgabe der vorgenannten Festlegung durchzuführen ist, so erfolgt dieser in Anwendung von verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“, soweit diese zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden sind.

## **§ 5 Installation der Mess- und Steuereinrichtungen bzw. der Messsysteme**

1. Die Durchführung der Installation hat unter Beachtung der technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers zu erfolgen, soweit dies aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung notwendig ist. Für die ordnungsgemäße Errichtung, Erweiterung, Änderung und Instandhaltung der technischen Einrichtungen der Messlokation ist der Messstellenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber verantwortlich.
2. Soweit nicht der Netzbetreiber die nachfolgenden Arbeiten selbst durch eigenes gleichermaßen qualifiziertes Personal durchführt, dürfen die Anlagenbestandteile der Messlokation
  - a) im Bereich des DVGW-Arbeitsblattes G 600 (DVGW-TRGI) nur durch ein in ein Installateurverzeichnis eines Gasnetzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen,
  - b) im Bereich des DVGW-Arbeitsblattes G 492 nur durch ein nach DVGW-Arbeitsblatt G 493-1 bzw. G 493-2 zertifiziertes Unternehmenein- und ausgebaut, geändert, repariert und gewartet werden. Im Falle der Ziff. 2 lit. a) darf der Netzbetreiber eine Eintragung in das Installateurverzeichnis nur von dem Nachweis einer ausreichenden fachlichen Qualifikation für die Durchführung der jeweiligen Arbeiten abhängig machen.
3. Der Netzbetreiber darf zu keinem Zeitpunkt Zugangshindernisse zu den technischen Einrichtungen der Messlokation errichten, die dem Messstellenbetreiber die Wahrnehmung seiner vertraglichen Rechte erschweren.

## **§ 6 Wechsel des Messstellenbetreibers**

1. Die Vertragsparteien verpflichten sich, beim Übergang des Messstellenbetriebs dem neuen Messstellenbetreiber die zur Messung vorhandenen technischen Einrichtungen, insbesondere
  - die Messeinrichtung,
  - vorhandene Telekommunikationseinrichtungen und
  - Druck- und Temperaturmesseinrichtungenvollständig oder einzelne dieser Einrichtungen, soweit möglich, gegen angemessenes Entgelt zum Kauf oder zur Nutzung anzubieten. Kommt es zwischen dem bisherigen und dem neuen Messstellenbetreiber zu keiner einvernehmlichen Einigung über das angemessene Entgelt, so gilt im Zweifel
  - a) im Fall des Kaufs der Sachzeitwert,
  - b) im Fall der Nutzungsüberlassung höchstens dasjenige monatliche Entgelt, das der bisherige Messstellenbetreiber seinerseits bislang als Entgelt für die betreffende technische Einrichtung verlangt hat,als angemessen.
2. Soweit der neue Messstellenbetreiber von dem Angebot nach Absatz 1 keinen Gebrauch macht, hat der bisherige Messstellenbetreiber die vorhandenen technischen Einrichtungen zu einem von dem neuen Messstellenbetreiber zu bestimmenden Zeitpunkt unentgeltlich zu entfernen oder den Ausbau der Einrichtungen durch den neuen Messstellenbetreiber zu ermöglichen, wenn dieser dafür Sorge trägt, dass die ausgebauten Einrichtungen dem bisherigen Messstellenbetreiber auf dessen Wunsch zur Verfügung gestellt werden.

3. Kommt es zum Ausbau der bisherigen Messeinrichtung durch den neuen Messstellenbetreiber und wird zwischen den Beteiligten (den Parteien dieses Vertrages bzw. zwischen den beteiligten Dritten untereinander) keine einvernehmliche abweichende Regelung erzielt, so gilt: Ist eine der Vertragsparteien neuer Messstellenbetreiber im Sinne von Absatz 1 und 2, bewahrt sie bis zur unverzüglichen Abholung durch den bisherigen Messstellenbetreiber die von ihr ausgebauten technischen Einrichtungen unentgeltlich auf und sichert diese gegen Beschädigungen und den unberechtigten Zugriff Dritter. Hierbei hat sie für die Sorgfalt einzustehen, welche sie in eigenen Angelegenheiten anzuwenden pflegt. Ist eine der Vertragsparteien bisheriger Messstellenbetreiber im Sinne von Absatz 1 und 2, so hat sie die vom neuen Messstellenbetreiber ausgebauten technischen Einrichtungen auf eigene Kosten und Gefahr unverzüglich abzuholen. Holt der alte Messstellenbetreiber die Einrichtungen nicht unverzüglich ab, so ist der neue Messstellenbetreiber berechtigt und verpflichtet, diese dem bisherigen Messstellenbetreiber auf dessen Kosten und Gefahr zu übersenden. Dabei sind die Grundsätze der effizienten Leistungserbringung zu beachten.
4. Zeigt der bisherige Messstellenbetreiber gegenüber dem neuen Messstellenbetreiber an, seine technischen Einrichtungen im Rahmen eines Gerätewechsels selbst auszubauen und ist er zu dem vom neuen Messstellenbetreiber genannten Zeitpunkt an einem Ausbau deshalb gehindert, weil er diesen nur in Zusammenwirken mit dem neuen Messstellenbetreiber vollziehen darf, der neue Messstellenbetreiber jedoch zum vorgesehenen Zeitpunkt nicht an der Messlokation erschienen ist, verpflichtet sich der neue Messstellenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber, dem alten Messstellenbetreiber die hierdurch entstandenen Kosten zu ersetzen (echter Vertrag zugunsten Dritter).

## **§ 7 Messstellenbetrieb**

1. Der Messstellenbetreiber hat die Aufgaben gem. § 3 Abs. 2 MsbG entsprechend den gesetzlichen Anforderungen zuverlässig durchzuführen, soweit nicht eine anderweitige Aufgabenzuweisung durch Gesetz, Rechtsverordnung oder behördliche Festlegung ausgesprochen ist.
2. Der Messstellenbetreiber sichert (z. B. durch Plombierung) die Messeinrichtungen in angemessener Weise gegen unberechtigte Energieentnahme. Die Sicherungsvorrichtungen müssen dem Messstellenbetreiber oder dem von ihm beauftragten Unternehmen in einer für den Netzbetreiber erkennbaren Weise eindeutig zuordenbar sein. Mit Einverständnis des Messstellenbetreibers darf der Netzbetreiber die entsprechenden Sicherungsmaßnahmen auch selbst vornehmen. Er darf Sicherungsmaßnahmen auch ohne Einverständnis des Messstellenbetreibers und auf dessen Kosten vornehmen, falls der Messstellenbetreiber die nach Satz 1 erforderlichen Sicherungsmaßnahmen unterlässt.
3. Sofern Sicherungsvorrichtungen des Netzbetreibers im Rahmen der Arbeiten des Messstellenbetreibers geöffnet werden müssen, hat der Messstellenbetreiber den Netzbetreiber zu informieren und auf eigene Kosten für eine ordnungsgemäße Wiederherstellung der Sicherungsvorrichtungen zu sorgen, die eine eindeutige Zuordnung des ausführenden Unternehmens ermöglicht.
4. Vor Arbeiten an der Messlokation, die erkennbar Auswirkungen auf den Netzbetrieb oder auf netzgesteuerte Kundenanlagen haben können, ist das Einverständnis des Netzbetreibers einzuholen. Der Netzbetreiber hat unverzüglich, spätestens aber am dritten Werktag nach Information durch den Messstellenbetreiber, mitzuteilen, ob zwingende technische Gründe der Durchführung der Arbeiten entgegenstehen. Andernfalls gilt das Einverständnis des Netzbetreibers als erteilt.
5. Hat der Netzbetreiber aufgrund gesetzlicher oder vertraglicher Verpflichtungen – etwa zur Durchführung der Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung nach den §§ 17 und 24 der NDAV – Arbeiten durchzuführen und ist hierfür die Einwirkung auf technische Einrichtungen der vom Messstellenbetreiber betriebenen Messlokation erforderlich, so gilt: Der Netzbetreiber hat den Messstellenbetreiber mit einer Vorlaufzeit von drei Werktagen über Erforderlichkeit, Umfang und Zeitpunkt der Einwirkung zu informieren. Der Messstellenbetreiber hat dem Netzbetreiber innerhalb der drei Werktage eine Rückmeldung zu geben, ob er der Vorgehensweise durch den Netzbetreiber zustimmt. Die Zustimmung des

Messstellenbetreibers kann auch generell im Voraus erteilt werden. Erteilt der Messstellenbetreiber die Zustimmung nicht, so ist er verpflichtet, zur Unterstützung der vom Netzbetreiber durchzuführenden Unterbrechung die seinerseits erforderliche Mitwirkung zu leisten. Leistet der Messstellenbetreiber zum angegebenen Zeitpunkt die erforderliche Mitwirkung nicht, so ist der Netzbetreiber seinerseits berechtigt, die erforderlichen Handlungen auch ohne den Messstellenbetreiber vorzunehmen. Nach Abschluss der Arbeiten hat der Netzbetreiber unverzüglich den Ausgangszustand in Bezug auf die technischen Einrichtungen der Messlokation wieder herzustellen. Bestanden die Arbeiten in einer Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, so ist der Ausgangszustand spätestens bei Aufhebung der Unterbrechung wieder herzustellen.

6. Bei Gefahr im Verzug, insbesondere in den Fällen des § 24 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 NDAV, ist der Netzbetreiber auch ohne vorherige Information und ohne vorherige Zustimmung des Messstellenbetreibers berechtigt, unmittelbar auf technische Einrichtungen der Messlokation des Messstellenbetreibers einzuwirken. Er hat den Messstellenbetreiber in diesem Fall unverzüglich im Nachgang über Art, Umfang und Dauer der vorgenommenen Arbeiten zu informieren. Nach Abschluss der Arbeiten hat der Netzbetreiber unverzüglich den Ausgangszustand in Bezug auf die technischen Einrichtungen der Messlokation wieder herzustellen. Bestanden die Arbeiten in einer Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, so ist der Ausgangszustand spätestens bei Aufhebung der Unterbrechung wieder herzustellen.
7. Der Messstellenbetreiber darf Unterbrechungen des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, die der Netzbetreiber veranlasst hat, nicht ohne Zustimmung des Netzbetreibers wieder aufheben. Der vorstehende Satz gilt auch im Rahmen der Durchführung des Messstellenbetreiberwechsels.
8. Im Falle des Wechsels des bisherigen Anschlussnutzers oder Anschlussnehmers ist der Dritte, der den Messstellenbetrieb durchführt, auf Verlangen des grundzuständigen Messstellenbetreibers verpflichtet, für einen Übergangszeitraum von längstens drei Monaten den Messstellenbetrieb fortzuführen, bis der Messstellenbetrieb auf Grundlage eines Auftrages des neuen Anschlussnutzers oder des neuen Anschlussnehmers durchgeführt werden kann. Der Dritte hat Anspruch auf ein vom grundzuständigen Messstellenbetreiber zu entrichtendes angemessenes Entgelt. In anderen Fällen als dem Wechsel des Anschlussnutzers bzw. Anschlussnehmers, in denen die Messlokation wieder dem grundzuständigen Messstellenbetreiber zuzuordnen wäre, ist dieser in entsprechender Anwendung dieses Absatzes für einen Übergangszeitraum von längstens einem Monat berechtigt, vom bisherigen Messstellenbetreiber die Fortführung des Messstellenbetriebs gegen ein angemessenes Entgelt zu verlangen, sofern dieser in der Lage ist, den Messstellenbetrieb ordnungsgemäß fortzusetzen. Kommt es im Rahmen des Wechsels der Zuständigkeit des Messstellenbetreibers für eine Messlokation durch Verzögerungen bei Gerätewechsel und/oder Geräteübernahme zwischen altem und neuem Messstellenbetreiber zu einer Verkürzung oder Verlängerung der Zuständigkeit des alten Messstellenbetreibers von bis zu 9 Werktagen (Realisierungskorridor), so steht den Messstellenbetreibern hierfür jeweils gegenseitig kein finanzieller Ausgleich zu.
9. Der Messstellenbetreiber übermittelt dem Netzbetreiber die zur Verwaltung der Marktlokationen erforderlichen Informationen über die Messlokation. Diese Übermittlung hat soweit möglich im Wege der elektronischen Datenkommunikation zu erfolgen.
10. Der Netzbetreiber ist berechtigt, bei Zweifeln an der Richtigkeit der Messwerte die Durchführung einer Kontrollablesung durch den Messstellenbetreiber zu verlangen. Die Kosten hierfür trägt der Netzbetreiber, sofern die Messwerte des Messstellenbetreibers richtig sind. Andernfalls trägt der Messstellenbetreiber die Kosten dieser Ablesung.

## **§ 8 Kontrolle der Messlokation, Störungsbeseitigung und Befundprüfung**

1. Der Messstellenbetreiber hat eine Störungsannahme vorzuhalten. Liegen Anhaltspunkte für Störungen (z.B. Fehlfunktion, Verlust, Beschädigungen, Manipulationen oder Manipulationsversuche) der Messlokation vor, führt der Messstellenbetreiber nach eigener Kenntnisnahme oder nach Aufforderung durch den Netzbetreiber unverzüglich eine Kontrolle

der Messlokation durch und beseitigt erforderlichenfalls die Störung. Erfolgt im Störfall innerhalb der nach den festgelegten Geschäftsprozessen vorgesehenen Fristen keine Rückmeldung über die Störungsannahme bzw. keine Störungsbeseitigung durch den Messstellenbetreiber, so kann der Netzbetreiber die Störung auf Kosten des Messstellenbetreibers selbst beseitigen oder einen Dritten mit der Störungsbeseitigung beauftragen. Erfolgt die Kontrolle durch den Messstellenbetreiber aufgrund einer Aufforderung des Netzbetreibers und werden keine Störungen im Sinne von Satz 1 festgestellt, kann der Messstellenbetreiber vom Netzbetreiber ein angemessenes Entgelt verlangen. Bei Gefahr im Verzug hat der Messstellenbetreiber unmittelbar die in seinem Einwirkungsbereich befindlichen offenen und unter Spannung stehenden Anlagenteile gefahrlos zu machen bzw. die Hauptsicherungs- oder -absperreinrichtung zu schließen, damit die Gaszufuhr unterbrochen wird und Gefahren abgewendet werden.

2. Der Netzbetreiber ist berechtigt, jederzeit die Nachprüfung der Messeinrichtung durch eine Befundprüfung nach § 32 Abs. 1, 1a und 3 der Eichordnung oder einer Nachfolgevorschrift durch eine Eichbehörde oder eine staatlich anerkannte Prüfstelle im Sinne des Eichgesetzes zu verlangen. Stellt der Netzbetreiber den Antrag auf Nachprüfung nicht beim Messstellenbetreiber, so hat er diesen zugleich mit der Antragstellung zu benachrichtigen. Beantragt der Netzbetreiber eine solche Befundprüfung, ist der Messstellenbetreiber zum Wechsel der Geräte, zur Übergabe der ausgebauten Messeinrichtung an die Eichbehörde oder Prüfstelle und zur Unterrichtung des Netzbetreibers verpflichtet. Ergibt die Befundprüfung, dass das Messgerät nicht verwendet werden darf, so trägt der Messstellenbetreiber die Kosten der Nachprüfung sowie des auf Seiten des Messstellenbetreibers entstandenen Aufwandes, ansonsten trägt der Netzbetreiber die vorbezeichneten Kosten.
3. Bekannt gewordene Störungen sowie die Ergebnisse der Maßnahmen zur Störungsbeseitigung oder einer Befundprüfung sind dem Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber unverzüglich in Textform mitzuteilen. Erhält der Messstellenbetreiber anlässlich seiner Tätigkeit Anhaltspunkte über Störungen an Anlagen des Netzbetreibers, hat er diesen hierüber unverzüglich in Textform zu unterrichten.

## **§ 9 Pflichten des Netzbetreibers**

1. Der Netzbetreiber ist für die Vergabe der eindeutigen Identifikationsnummer für die Messlokation zuständig. Diese erfolgt nach den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 2000 in der jeweils geltenden Fassung.
2. Soweit durch Gesetz, Rechtsverordnung oder behördliche Festlegung ausgesprochen, hat der Netzbetreiber abweichend von § 3 Abs. 2 MsbG auch die Aufgabe, eine Messwertaufbereitung und -verteilung vorzunehmen. Der Messstellenbetreiber wird ihn hierzu durch Bereitstellung etwa erforderlicher Zusatzangaben zur Messlokation unterstützen.
3. Der Netzbetreiber verpflichtet sich zur unverzüglichen Übergabe aller für die Realisierung des Messstellenbetriebs erforderlichen Informationen (z.B. Identifikationsnummern, Ausgestaltung der Messlokation, Tarifschalt- und Unterbrechungszeiten).
4. Führt der Netzbetreiber erforderliche Maßnahmen in seinen Anlagen durch, die erkennbar Auswirkungen auf die Wirkungsweise der Messlokation (z.B. Ausfall, Störung, Veränderung von Messwerten) haben können, so ist der Messstellenbetreiber vor Aufnahme der Arbeiten unverzüglich zu informieren, soweit dies möglich ist und die Beseitigung einer Störung nicht verzögern würde. Ansonsten ist die Information unverzüglich nachzuholen.
5. Stellt der Netzbetreiber den Verlust, Beschädigungen oder Störungen der technischen Einrichtungen der Messlokation fest, so hat er dies dem Messstellenbetreiber unverzüglich mitzuteilen.
6. Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, Inkassoleistungen für den Messstellenbetreiber zu erbringen.

## **§ 10 Erfüllung eichrechtlicher Vorschriften**

Der Messstellenbetreiber ist mit Blick auf die Durchführung des Messstellenbetriebs Messgeräteverwender im Sinne des Eichrechts und verantwortlich für die Einhaltung aller sich aus dem Eichrecht ergebenden Anforderungen und Verpflichtungen. Er bestätigt im Sinne des § 33 Abs. 2 MessEG, dass er als Messgeräteverwender seine ihm hiernach obliegenden Verpflichtungen erfüllt.

## **§ 11 Mindestanforderungen des Netzbetreibers**

1. Der Netzbetreiber ist berechtigt, im Rahmen des § 8 Abs. 2 MsbG sachlich gerechtfertigte und nicht diskriminierende technische Mindestanforderungen an die in seinem Netzgebiet verwendeten Mess- und Steuereinrichtungen vorzugeben.
2. Sofern auf eine Messlokation wegen baulicher Veränderungen oder einer Änderung des Verbrauchsverhaltens des Anschlussnutzers oder Änderungen des Netznutzungsvertrages andere Mindestanforderungen anzuwenden sind, ist der Netzbetreiber berechtigt, vom Messstellenbetreiber die erforderlichen Anpassungen der Messlokation an die anderweitigen Mindestanforderungen zu verlangen. Erfolgt keine Anpassung an die anzuwendenden Mindestanforderungen, ist der Netzbetreiber berechtigt, den Vertrag über den Messstellenbetrieb für diese Messlokation bei einer wesentlichen Abweichung von den Mindestanforderungen zu beenden.
3. Der Netzbetreiber ist berechtigt, die Mindestanforderungen gemäß § 8 Abs. 2 MsbG bei Bedarf anzupassen. Über beabsichtigte Änderungen wird der Netzbetreiber den Messstellenbetreiber mindestens drei Monate vor deren Wirksamwerden in Textform informieren und dem Messstellenbetreiber in angemessener Weise Gelegenheit zur Stellungnahme geben. Die Pflicht zur Konsultation entfällt, soweit die jeweilige Mindestanforderung bereits Gegenstand einer wirksam verabschiedeten technischen Mindestanforderung im Anwendungsbereich des § 19 Abs. 4 EnWG war.

## **§ 12 Datenaustausch und Datenverarbeitung**

1. Der Datenaustausch zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber erfolgt elektronisch.
2. Die Kontaktdaten für die jeweiligen Ansprechpartner beim Netzbetreiber und Messstellenbetreiber sind in Textform zusammenzustellen und auszutauschen. Änderungen werden sich die Vertragsparteien unverzüglich mitteilen.
3. Die Vertragsparteien werden die im Zusammenhang mit der Durchführung dieses Vertrages erhobenen, übermittelten oder zugänglich gemachten personenbezogenen Daten vertraulich behandeln. Dies gilt namentlich hinsichtlich der Beachtung von § 6a EnWG und der datenschutzrechtlichen Bestimmungen. Die Vertragsparteien sind berechtigt, Verbrauchs-, Abrechnungs- und Vertragsdaten (insbesondere für die Erfassung, Bilanzierung und Abrechnung der Gaslieferungen sowie der Netznutzung) an Dritte in dem Umfang weiterzugeben, wie dies zur ordnungsgemäßen technischen und kommerziellen Abwicklung der jeweiligen Pflichten erforderlich ist. Diese Regelungen schließen eine Weitergabe an Behörden und Gerichte im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben nicht aus.

## **§ 13 Haftung**

1. Der Messstellenbetreiber haftet gegenüber dem Netzbetreiber für Schäden durch Unterbrechung oder Unregelmäßigkeiten der Energieversorgung entsprechend den besonderen Haftungsbestimmungen des § 18 NDAV. Für sonstige Schäden, die durch die technischen Einrichtungen der Messlokation selbst oder deren fehlerhaften Einbau, Ausbau, Betrieb oder Wartung verursacht worden sind, haftet der Messstellenbetreiber nach den allgemeinen gesetzlichen Bestimmungen und stellt den Netzbetreiber von etwaigen Schadensersatzforderungen Dritter in diesem Zusammenhang frei.
2. Wirkt der Messstellenbetreiber nach § 7 Abs. 5 dieses Vertrages an Maßnahmen des Netzbetreibers mit, ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Messstellenbetreiber von sämtlichen

Schadensersatzansprüchen freizustellen, die sich aus einer unberechtigten Handlung ergeben können.

3. Der Netzbetreiber haftet gegenüber dem Messstellenbetreiber für Schäden durch Unterbrechung oder Unregelmäßigkeiten der Energieversorgung entsprechend den besonderen Haftungsbestimmungen des § 18 NDAV. Die gesetzliche Haftung bleibt im Übrigen unberührt.

#### **§ 14 Vertragslaufzeit und Kündigung**

1. Der Rahmenvertrag tritt am **xx.xx.xxxx** in Kraft und läuft auf unbestimmte Zeit. Er kann vom Messstellenbetreiber mit einer Frist von drei Monaten auf das Ende eines Kalendermonats in Textform gekündigt werden.
2. Dieser Vertrag kann von beiden Parteien fristlos aus wichtigem Grund in Textform gekündigt werden, wenn gegen wesentliche Bestimmungen dieses Vertrages wiederholt trotz Abmahnung schwerwiegend verstoßen wird.

#### **§ 15 Übergangs- und Schlussbestimmungen**

1. Rechte und Pflichten aus diesem Vertrag können mit Zustimmung der jeweils anderen Vertragspartei auf einen Dritten übertragen werden. Die Zustimmung darf nur verweigert werden, sofern die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des eintretenden Dritten nicht gewährleistet ist. Die Zustimmung gilt als erteilt, wenn die andere Vertragspartei nicht innerhalb von sechs Wochen nach der Mitteilung über die Übertragung der Rechte und Pflichten widerspricht. Die Mitteilung und der Widerspruch nach Satz 3 sind jeweils in Textform gegenüber dem anderen Vertragspartner zu erklären. Im Fall der Gesamtrechtsnachfolge oder der Rechtsnachfolge nach dem Umwandlungsgesetz oder in sonstigen Fällen der rechtlichen Entflechtung des Netzbetriebs nach § 7 EnWG gehen die Rechte und Pflichten des Vertrages ohne Zustimmung über.
2. Gibt der Netzbetreiber sein Netz oder einen Teil seines Netzes an einen anderen Netzbetreiber ab, informiert er den Messstellenbetreiber über die Netzabgabe und die Einzelheiten der Abwicklung mit einer Frist von mindestens dreieinhalb Monaten vor Wirksamwerden der Netzabgabe. Übernimmt der Netzbetreiber ein Netzgebiet, werden die Messlokationen des Messstellenbetreibers in diesem Netzgebiet ab Übernahme des Netzes durch den Netzbetreiber im Rahmen dieses Vertrages abgewickelt. Der Netzbetreiber informiert den Messstellenbetreiber über die Netzübernahme und die Einzelheiten der Abwicklung mit einer Frist von mindestens dreieinhalb Monaten vor Wirksamwerden der Netzübernahme.
3. Sollten einzelne Bestimmungen des Vertrags unwirksam oder undurchführbar sein oder werden, so bleibt der Vertrag im Übrigen unberührt. Die Vertragsparteien verpflichten sich, bis zum Inkrafttreten einer regulierungsbehördlich festgelegten Nachfolgefassung die unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmungen durch andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommenden Regelungen zu ersetzen. Zur Schließung von Regelungslücken sind die Vertragsgrundlagen nach § 1 Abs. 1 dieses Vertrages heranzuziehen. Die Bestimmungen des Vertrages sind nach Treu und Glauben umzusetzen.
4. Sollten sich sonstige für das Vertragsverhältnis bestimmende Umstände wesentlich ändern oder gesetzliche oder behördliche Maßnahmen eine Änderung erforderlich machen, haben die Vertragsparteien den Vertrag bis zum Inkrafttreten einer regulierungsbehördlich festgelegten Nachfolgefassung unverzüglich an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen.
5. Der Datenaustausch erfolgt außerhalb des Geltungsbereichs von § 4 Abs. 2 bis zum Wirksamwerden einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur nach den Vorgaben des Netzbetreibers unter Beachtung des § 52 Abs. 1 MsbG.
6. Mit Vertragsbeginn werden bis zu diesem Zeitpunkt zwischen den Vertragsparteien bestehende Vereinbarungen über den Messstellenbetrieb unwirksam.

7. Änderungen oder Ergänzungen des Vertrages bedürfen zu ihrer Wirksamkeit der Textform. Gleiches gilt für die Änderung dieser Klausel.

## § 16 Vertragsbestandteile

Bestandteil dieses Vertrages sind beigefügte Anlagen:

Anlage 1: Technische Mindestanforderungen an Netzanschlüsse und Gas-Druckregel- und -Messanlagen am Netz der Open Grid Europe GmbH

Anlage 2: Ansprechpartner und Erreichbarkeit

Anlage 3: Bestandsliste

<Ort, Datum>,

Essen,

---

< Messstellenbetreiber >

---

Open Grid Europe GmbH

**Anlage 1**  
**des Messstellenbetriebsrahmenvertrages Gas zwischen**  
**der Open Grid Europe GmbH und der <Messstellenbetreiber>**

## **Technische Mindestanforderungen**

**an**

**Netzanschlüsse**

**und**

**Gas-Druckregel- und -Messanlagen**  
**am Netz der Open Grid Europe GmbH**

**gemäß § 19 Energiewirtschaftsgesetz**

**Stand vom 12.01.2021**

**Veröffentlichung im Internet am 16.04.2021**

**Es gelten die jeweils aktuellen und im Internet unter [www.oge.net](http://www.oge.net) veröffentlichten Technischen Mindestanforderungen (TMA) gemäß § 19 EnWG. Die TMA sind dort als Download verfügbar und werden auf Anfrage von OGE in Papierform zur Verfügung gestellt.**

## Inhaltsverzeichnis

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Vorwort, Begriffsbestimmungen und Geltungsbereich .....</b>   | <b>4</b>  |
| 1.1      | Vorwort.....   | 4         |
| 1.2      | Begriffsbestimmungen .....   | 4         |
| 1.3      | Geltungsbereich .....  | 4         |
| <b>2</b> | <b>Netzanschlussbedingungen .....</b>  | <b>5</b>  |
| 2.1      | Allgemeines.....   | 5         |
| 2.2      | Anschlusseinrichtung .....   | 5         |
| 2.3      | Anschlussleitung .....   | 5         |
| <b>3</b> | <b>GDRM-Anlagen – Zuständigkeiten und Pflichten .....</b>  | <b>6</b>  |
| 3.1      | Beschaffung, Instandhaltung und Änderungen sowie Kostentragung.....                                    | 6         |
| 3.2      | Qualitätssicherung .....   | 6         |
| 3.2.1    | Abstimmung der Planungsunterlagen.....   | 6         |
| 3.2.2    | Prüfungen durch den Sachverständigen am Aufstellungsort.....   | 7         |
| 3.3      | Betrieb und Instandhaltung .....   | 7         |
| 3.4      | Messstellenbetrieb .....   | 7         |
| 3.5      | Zutrittsrecht und Überprüfung .....  | 8         |
| 3.6      | Daten und Unterlagen für Energieermittlung, Gasbeschaffenheitsrekonstruktion und<br>Netzsteuerung..... | 8         |
| 3.7      | Leitungen und Anlagen im Eigentum der OGE.....   | 9         |
| 3.8      | Verfahren bei Störungen, Messabweichungen und Mengenkorrekturen .....                                  | 9         |
| 3.9      | Wiederherstellung der einwandfreien Funktion und Arbeitsweise.....                                     | 10        |
| 3.10     | Eingriffe in die Anlage .....  | 10        |
| 3.11     | Abweichungen von den TMA .....   | 10        |
| <b>4</b> | <b>GDRM-Anlagen - Planung und Betrieb .....</b>  | <b>11</b> |
| 4.1      | Grundlegende technische Anforderungen .....  | 11        |
| 4.1.1    | Auslegungsparameter.....   | 11        |
| 4.1.2    | Unterbringung .....  | 11        |
| 4.1.3    | Absperrung des Gasflusses außerhalb der GDRM-Anlage.....   | 11        |
| 4.1.4    | Anschlussleitung / Eingang Isolierverbindungen .....   | 11        |
| 4.1.5    | Absperrarmaturen .....   | 13        |
| 4.1.6    | Filter und Abscheider .....  | 13        |
| 4.1.7    | Erdgasvorwärmung .....   | 14        |
| 4.1.8    | Sicherheitseinrichtungen.....  | 14        |
| 4.1.9    | Odoriereinrichtung.....  | 14        |
| 4.1.10   | Fernwirk- und Nachrichtentechnik .....   | 14        |
| 4.2      | Messanlagen.....   | 15        |
| 4.2.1    | Aufbau von Messanlagen.....  | 16        |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 4.2.2     | Gaszähler .....  | 17        |
| 4.2.2.1   | Allgemeines.....   | 17        |
| 4.2.2.2   | Prüfung / Eichung.....   | 17        |
| 4.2.2.3   | Zählerarten .....  | 18        |
| 4.2.3     | Messstreckenaufbau .....   | 18        |
| 4.2.4     | Ermittlung des Normvolumens.....   | 19        |
| 4.3       | Gasbeschaffenheitsmessanlagen.....   | 19        |
| 4.3.1     | Messtechnische Anforderungen .....   | 20        |
| 4.3.2     | Verfügbarkeit.....   | 21        |
| 4.4       | Messwertregistrierung und Datenfernübertragung .....                                 | 21        |
| <b>5</b>  | <b>Anforderungen an Einspeisepunkten am Netz der OGE .....</b>                       | <b>22</b> |
| 5.1       | Technische Anforderungen an das zu übergebende Gas .....                             | 22        |
| 5.1.1     | Gasbeschaffenheit .....  | 22        |
| 5.1.2     | Temperatur und Druck .....   | 22        |
| 5.2       | Spezifische technische Anforderungen an Einspeiseanlagen.....                        | 22        |
| 5.2.1     | LNG-Anlagen .....  | 22        |
| 5.2.2     | Biogas-Anschluss.....  | 23        |
| 5.2.2.1   | Besondere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit.....                                | 23        |
| 5.2.2.2   | Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik .....  | 23        |
| 5.2.2.3   | Absicherung gegen Störung .....  | 23        |
| 5.2.3     | Wasserstoffeinspeisung.....  | 24        |
| <b>6</b>  | <b>Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen .....</b>               | <b>24</b> |
| 6.1       | Allgemeines.....   | 24        |
| 6.2       | Einbindung der Anschlussleitung.....   | 24        |
| 6.3       | Inbetriebnahme der Messeinrichtungen.....  | 24        |
| 6.4       | Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme .....                          | 25        |
| <b>7</b>  | <b>IT-Sicherheit für Fernwirk- und Nachrichtentechnik im Netzgebiet der OGE.....</b> | <b>25</b> |
| 7.1       | Grundlegende Anforderungen .....   | 26        |
| 7.2       | Physische Sicherheit von Gebäuden und Räumen .....                                   | 26        |
| 7.3       | Schutz der Versorgungsinfrastruktur .....  | 26        |
| <b>8</b>  | <b>Kontaktdaten .....</b>  | <b>27</b> |
| <b>9</b>  | <b>Normative Verweisungen .....</b>  | <b>28</b> |
| <b>10</b> | <b>Abkürzungen .....</b>   | <b>29</b> |
| <b>11</b> | <b>Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA .....</b>    | <b>30</b> |

## **1 Vorwort, Begriffsbestimmungen und Geltungsbereich**

### **1.1 Vorwort**

Die „Technischen Mindestanforderungen an Netzanschlüsse und Gas-Druckregel- und –Messanlagen am Netz der Open Grid Europe GmbH“ (nachfolgend TMA genannt) umfassen neben den Netzanschlussbedingungen auch die verbindlichen Anforderungen sowie Ausführungsempfehlungen zur sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Umsetzung technischer Regeln für die Errichtung, Änderung und den Betrieb von Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRM-Anlagen) am Netz der Open Grid Europe GmbH (OGE).

Die Regelungen des zwischen einem Anschlussnehmer und OGE abgeschlossenen Speicheranbindungs-, Netzanschluss-, Netzkopplungs-, Anschlussnutzungs- oder Messstellenbetriebsvertrags Gas bleiben hiervon unberührt.

Die TMA wurden mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Gleichwohl kann von Seiten der Verfasser sowie OGE keine Haftung für den Inhalt der TMA übernommen werden (§ 675 Abs. 2 BGB).

### **1.2 Begriffsbestimmungen**

#### Anschlussnehmer und Betreiber

Unter Anschlussnehmer und Betreiber werden in den TMA sowohl Letztverbraucher, angrenzende Netzbetreiber, Speicherbetreiber und/oder dezentrale Einspeiser verstanden. Diese werden im Folgenden einzeln oder gemeinschaftlich als Anschlussnehmer bzw. Betreiber bezeichnet.

#### Netzpunkt

Unter Netzpunkt werden in den TMA sowohl Netzanschlusspunkte, Netzkopplungspunkte, Speicheranbindungspunkte als auch Kundenanlagenanschlusspunkte verstanden.

#### Kundenanlage

Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung im Sinne des § 3 Ziff. 24a bzw. 24b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

#### Kundenanlagenutzer

An die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossene dritte Letztverbraucher. Nicht jedoch der Betreiber der Kundenanlage, soweit dieser ebenfalls Nutzer der Kundenanlage ist.

#### Kundenanlagenanschlusspunkt

Der Kundenanlagenanschlusspunkt bezeichnet die Verbindung der Gasanlage des Kundenanlagennutzers mit der Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung.

### **1.3 Geltungsbereich**

Die TMA gelten für alle GDRM-Anlagen, die unmittelbar am Netz der OGE angeschlossen oder OGE als Netzbetreiber zugeordnet sind.

Darüber hinaus gelten die TMA grundsätzlich auch für Kundenanlagenanschlusspunkte. Mit Einstufung eines Netzanschlusses durch den Anschlussnehmer als Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung gelten für Untermessungen an Kundenanlagenanschlusspunkten ebenfalls die TMA. Die Untermessungen der Kundenanlagenutzer sind erforderlichenfalls entsprechend technisch anzupassen. Diese Anpassung an die TMA kann ruhen, solange

- a) eine geeichte und den TMA entsprechende Gesamtmessung am Netzanschlusspunkt des Anschlussnehmers (Kundenanlagenbetreibers) vorhanden ist und

- b) die Funktion Messstellenbetrieb durch einen vom Kundenanlagennutzer beauftragten Dritten ausgeübt wird und
- c) zwischen dem Dritten und OGE ein gültiger Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas (MSB-RV Gas) besteht.

## **2 Netzanschlussbedingungen**

### **2.1 Allgemeines**

Bestandteile eines Netzanschlusses sind grundsätzlich eine Anschlusseinrichtung, eine Anschlussleitung und eine GDRM-Anlage inkl. einer Datenfernübertragung (DFÜ) zur OGE.

Mit der Herstellung eines Anschlusses ist nicht das Recht verbunden, Gas aus dem Netz der OGE zu entnehmen bzw. in dieses einzuspeisen.

Solange kein wirksamer Kapazitätsvertrag vorliegt, sind die Kosten für die Wartung und Instandhaltung des für den Anschlussnehmer vorgehaltenen Anschlusses vom Anschlussnehmer zu erstatten. In begründeten Fällen kann die Beseitigung des Anschlusses und Herstellung des ursprünglichen Zustandes auf Kosten des Anschlussnehmers verlangt werden.

Veränderungen der mit OGE abgestimmten technischen Ausführungen des Netzanschlusses bedürfen der vorherigen schriftlichen Zustimmung der OGE.

### **2.2 Anschlusseinrichtung**

OGE veranlasst die Herstellung der Anschlusseinrichtung in dem von OGE betriebenen Gasversorgungsnetz zu Lasten des Anschlussnehmers.

Bei Anschlüssen größer DP 16 ist die Absperreinrichtung/Absperrschieber der Anschlusseinrichtung grundsätzlich in einer von OGE fernbedienbaren Ausführung vorzusehen, oder es ist die Absicherung durch eine mit OGE im Einzelfall abzustimmenden gleichwertige Lösung sicher zu stellen. Dies dient zur Absicherung des OGE Transportsystems gegen störende Rückwirkungen aus nachgeschalteten Leitungssystemen des Anschlussnehmers.

Die genaue Lage, der Einbau, die technische Ausführung, sowie die Inbetriebnahme und Eigentums-grenzen der Anschlusseinrichtung sind mit OGE abzustimmen.

Die Anschlusseinrichtung wird mit deren Inbetriebnahme Bestandteil des von OGE betriebenen Gasversorgungsnetzes.

### **2.3 Anschlussleitung**

Die Kosten für die Anschlussleitung trägt der Anschlussnehmer. Für die Verbindung einer Anschlussleitung mit der Anschlusseinrichtung sind insbesondere folgende Regelungen anzuwenden:

- Die genaue Lage, der Einbau, die technische Ausführung, sowie die Inbetriebnahme der Anschlussleitung sind mit OGE abzustimmen. Insbesondere ist eine Entnahme von Gas zwischen Anschlusseinrichtung und der GDRM-Anlage nicht zulässig.
- Die Druckstufe der Anschlussleitung muss mindestens der Druckstufe des vorgelagerten Gasversorgungsnetzes entsprechen, mindestens jedoch in der Druckstufe DP 16 ausgeführt sein.
- Anschlussleitungen sind in der Regel in der Nennweite DN 100 oder größer zu errichten.
- Der Abstand der Anschlusseinrichtung bis zur GDRM-Anlage muss mindestens 25 m (Luftlinie) betragen.
- Die Länge der Anschlussleitung darf höchstens 200 m betragen.

- Der Bau der Anschlussleitung kann an ein zugelassenes Fachunternehmen vergeben werden. Es besteht zudem die Möglichkeit, OGE mit dem Bau der Anschlussleitung zu beauftragen.
- Die Anschlussleitung und die GDRM-Anlage sind so zu errichten, dass der kathodische Korrosionsschutz der Anschlussleitung überall gewährleistet ist. Die Anschlussleitung endet mit einer Isoliertrennstelle.

Die Eigentumsgrenze und damit die Verantwortlichkeit für die Anschlussleitung wird im Rahmen der Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens festgelegt und dem Anschlussnehmer im Genehmigungsschreiben durch OGE mitgeteilt. Die Eigentumsgrenze wird im entsprechenden Netzanschluss-, Netzkopplungs- bzw. Speichieranbindungsvertrag übernommen.

### **3 GDRM-Anlagen – Zuständigkeiten und Pflichten**

#### **3.1 Beschaffung, Instandhaltung und Änderungen sowie Kostentragung**

Beschaffung, Betrieb und Instandhaltung der gesamten GDRM-Anlage, einschließlich eventuell erforderlicher Gebäude, obliegen dem Anschlussnehmer. Hierzu gehört jeweils auch die rechtzeitige Erweiterung, Ergänzung oder Änderung der Anlage, soweit dies später durch gesetzliche Anforderungen, Betriebsverhältnisse oder neue technische Erkenntnisse erforderlich wird. Der Anschlussnehmer trägt sämtliche dafür anfallenden Kosten.

#### **3.2 Qualitätssicherung**

Die GDRM-Anlagen sind nach den DVGW-Arbeitsblättern G 491 und G 492 zu bauen und zu bescheinigen.

Zur Freigabe und Sicherstellung einer reibungslosen Inbetriebnahme von Netzpunkten und GDRM-Anlagen wird dringend empfohlen, die Planungsunterlagen im Vorfeld mit OGE abzustimmen.

##### **3.2.1 Abstimmung der Planungsunterlagen**

Vor der Errichtung oder Änderung einer GDRM-Anlage informiert der Betreiber der GDRM-Anlage OGE rechtzeitig über den geplanten Anlagenaufbau, das Messkonzept sowie die Messgeräte. Dazu stellt er der OGE folgende Unterlagen in elektronischer Form zur Verfügung (GDRM@oge.net):

- Fließschema
- Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema (R&I Schema)
- Lageplan
- Rohrleitungsplan
- Schema zur Messtechnik (Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG))
- Spezifikation und Datenblätter der Gaszähler, Mengenumwerter, Datenfernübertragung und Gasbeschaffenheitsmessung (soweit vorhanden)
- Liste der zur OGE zu übertragenden Signale (Signalliste)

Die Unterlagen müssen mit einem Revisionsstand und einem Datum versehen sein. OGE wird die Unterlagen auf Einhaltung der TMA prüfen und kommentieren. Der Revisionsstand darf sich nach erfolgter Prüfung nicht mehr ändern, andernfalls sind aktuelle Unterlagen nachzureichen und müssen von OGE erneut geprüft werden. Bei der Inbetriebnahme der GDRM-Anlage wird die Einhaltung der eingereichten Unterlagen geprüft.

Nach der Planungsprüfung durch OGE erhält der Betreiber ein Exemplar der eingereichten Unterlagen mit Kommentierung und elektronischer Signatur bzw. Sichtvermerk zurück.

Bei der Planungsprüfung und Genehmigung der Planungsunterlagen wird durch OGE die Einhaltung der TMA auf Basis der eingereichten Unterlagen geprüft.

Die Planungsprüfung

- stellt keine Verifizierung oder Abgleich mit Angaben und Daten aus ggf. bestehenden Netzanschluss- oder Netzkopplungsverträgen sowie Liefer- und Transportverträgen dar,
- ersetzt nicht die planerische Sorgfaltspflicht des Anschlussnehmers bzw. Betreibers zur sicheren und zuverlässigen Auslegung der GDRM-Anlage,
- ersetzt nicht die Abnahmen gegenüber Auftragnehmern und weiteren Dritten,
- stellt nicht die Genehmigung für einen Netzanschluss dar,
- stellt nicht die Genehmigung für die Ein- bzw. Ausspeisung von Gasmengen dar und
- stellt keine Überprüfung auf Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen, insbesondere der Einhaltung der Technischen Regelwerke (u.a. DVGW-Regelwerk), dar.

Der Betreiber informiert OGE rechtzeitig, spätestens jedoch 10 Werktage vor dem geplanten Termin, über die Termine für Prüfungen, Abnahmen und Inbetriebnahme der Anlage. OGE hat das Recht, eigene Mitarbeiter oder von ihr beauftragte Dritte zu diesen Terminen zu entsenden. Die Voraussetzungen für die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage werden unter Ziffer 6 beschrieben.

### **3.2.2 Prüfungen durch den Sachverständigen am Aufstellungsort**

Grundsätzlich ist die Prüfung durch den Sachverständigen / Sachkundigen am Aufstellungsort entsprechend dem eingangsseitigen Auslegungsdruck (DP) der GDRM-Anlage, unabhängig vom maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP) des vorgeschalteten Netzes, vorzunehmen.

### **3.3 Betrieb und Instandhaltung**

Der Betreiber einer GDRM-Anlage muss eigenverantwortlich den ordnungsgemäßen Zustand der Anlage sicherstellen, diesen überwachen und notwendige Instandhaltungs- und Sicherheitsmaßnahmen vornehmen. Grundlage zur Durchführung der betrieblichen Pflichten bilden die allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere das DVGW-Arbeitsblatt G 495 „Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung“.

Der Betreiber ist für die Dokumentation der GDRM-Anlage verantwortlich. Er hat OGE auf Verlangen Kopien von Teilen der Dokumentation zur Verfügung zu stellen. Hierzu zählen beispielsweise DVGW-Abnahmebescheinigungen, Vorabbescheinigung und Schlussbescheinigung sowie Wartungsprotokolle.

### **3.4 Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb kann gemäß Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) an Netzanschlusspunkten von Letztverbrauchern an Dritte übertragen werden. In diesem Zusammenhang konkretisieren die TMA auch die Anforderungen, die vom Messstellenbetreiber nach § 8 Abs. 2 MsbG einzuhalten sind.

Der Messstellenbetreiber stellt sicher, dass an der Messlokation alle Voraussetzungen zur einwandfreien Bestimmung aller erforderlichen abrechnungsrelevanten Größen dauerhaft eingehalten werden.

Sofern OGE Messstellenbetreiber an einem Netzanschlusspunkt ist, gilt darüber hinaus die „Leistungsbeschreibung für Messstellenbetrieb der Open Grid Europe GmbH“. Sie ist in diesem Fall Bestandteil des Netzanschlussvertrags und regelt insbesondere die Kostentragung bei der Durchführung und Sicherstellung des gesetzlich vorgeschriebenen geeichten Betriebs der Messanlagen bzw. Messgeräte. Die „Leistungsbeschreibung für Messstellenbetrieb der Open Grid Europe GmbH“ ist auch als Download unter [www.oge.net](http://www.oge.net) verfügbar.

### 3.5 Zutrittsrecht und Überprüfung

OGE hat das Recht, die GDRM-Anlage nach Absprache mit dem Betreiber jederzeit durch eigene Mitarbeiter oder durch von ihr beauftragte Dritte prüfen zu lassen. Festgestellte Mängel werden vom Anschlussnehmer unverzüglich auf eigene Kosten beseitigt.

Durch Vornahme oder Unterlassung der Überprüfung der GDRM-Anlagen sowie durch deren Anschluss an das Transportnetz übernimmt OGE keine Haftung für die Mängelfreiheit der Anlage.

Anschlussnehmer und Messstellenbetreiber sind verpflichtet, OGE eine effiziente Durchführung der im Rahmen des Netzbetriebs erforderlichen Arbeiten zu ermöglichen und OGE dabei bestmöglich zu unterstützen. Insbesondere gewährt der Anschlussnehmer oder Messstellenbetreiber OGE jederzeit einen kostenlosen Zugang zu den im Eigentum der OGE stehenden Leitungen und Anlagen.

### 3.6 Daten und Unterlagen für Energieermittlung, Gasbeschaffenheitsrekonstruktion und Netzsteuerung

Der Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer hat dafür Sorge zu tragen, dass die notwendigen Messdaten aus der GDRM-Anlage OGE zur Verfügung gestellt werden. OGE teilt dem Vertragspartner mit, welche Geräte, Messdaten und Datenformate diesbezüglich erforderlich sind.

OGE benötigt:

#### 1. Daten für die Energieermittlung

Die Energieermittlung erfolgt durch OGE auf Basis der allgemein anerkannten Regeln der Technik.

Grundsätzlich benötigt OGE hierfür sämtliche Zählerstände, Messdrücke, Messtemperaturen sowie Durchflussmengen einschließlich Statusmeldungen gemäß der jeweiligen Mess- und Registrierkonfigurationen in der GDRM-Anlage. Bei Energiemessanlagen kommen die Gasbeschaffenheitswerte und Energiemengen hinzu.

OGE teilt dem Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer vor Aufnahme der Anschlussnutzung mit, welche Messdaten und Unterlagen im Einzelfall benötigt werden. Die Datenübertragung vom MSB an OGE erfolgt hierbei auf Basis des jeweils gültigen Marktkommunikationsstandards (14.09.2020: EDIFACT, MSCONS).

#### 2. Daten für das Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem (GRS)

OGE betreibt im öffentlichen Interesse ein GRS. Dazu benötigt OGE an allen Messlokalen an Ein- und Ausspeisestellen geeichte Messungen inkl. einer separaten DFÜ für die Übertragung dieser Messwerte zur OGE. Die Anforderungen an diese DFÜ sind unter Ziffer 4.4 geregelt.

Die hierfür erforderliche DFÜ ist Bestandteil der GDRM-Anlage und vom Anschlussnehmer auf eigene Kosten zu beschaffen, zu betreiben und instand zu halten.

Die erforderliche SIM-Karte wird durch OGE bereitgestellt.

#### 3. Fernwirkdaten

OGE benötigt zur Sicherstellung der Systemintegrität bzw. aufgrund transporttechnischer Erfordernisse zur Steuerung und Überwachung des Netzes sowie zur Brennwertermittlung von Netzanschluss- und Netzkopplungspunkten aktuelle Betriebsparameter.

In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzanschlusssituation behält sich OGE vor, den Einbau von Nachrichten- und Fernwirktechnik (NT und FWT) zu fordern. Bei einer Anlagenleistung von  $Q_N \geq 5.000 \text{ m}^3/\text{h}$  wird OGE nur in begründeten Ausnahmefällen auf diese Forderung verzichten. Sofern die Anlage von OGE gesteuert und/oder überwacht werden soll, ist in jedem Fall NT und FWT notwendig. Die technischen Anforderungen für die ggf. erforderliche NT und FWT sind unter Ziffer 4.1.10 geregelt.

Sämtliche Herstellungs- und Beschaffungskosten für NT und FWT werden ursächlich und ausschließlich durch den jeweiligen Anschluss an das Gasnetz der OGE verursacht und sind daher vom Anschlussnehmer zu tragen. Die NT und FWT sind integrale Bestandteile dieses Netzanschlusses und gehen nach Inbetriebnahme in das Eigentum der OGE über.

In Abstimmung mit OGE können die von OGE benötigten Fernwirkdaten vom Anschlussnehmer mittels eigener Technik erfasst und mittels TASE.2 OGE kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Wird diese Übermittlung der Daten durch den Anschlussnehmer beendet, sind die resultierenden Herstellungs- und Beschaffungskosten für die dann zu installierende und anschließend im Eigentum der OGE stehende NT und FWT vom Anschlussnehmer zu tragen.

Für Prüfzwecke hat OGE das Recht, unabhängig von den vorgenannten Punkten, Messeinrichtungen und/oder zusätzliche eigene Einrichtungen zur Datenfernübertragung von Messwerten auf eigene Kosten einzubauen bzw. einbauen zu lassen.

### **3.7 Leitungen und Anlagen im Eigentum der OGE**

Die im Eigentum der OGE stehenden Leitungen und Anlagen des Netzanschlusses dürfen ausschließlich durch OGE oder einem von OGE beauftragten Dritten instandgehalten und betrieben werden. Welche konkreten Leitungen und Anlagen im Eigentum der OGE stehen, ergibt sich aus dem Vertrag, dem diese TMA als Vertragsbestandteil beigefügt wurden bzw. aus entsprechenden Kennzeichnungen der Anlagen und Leitungen vor Ort. Im Wesentlichen zählen hierzu Absperrarmaturen, Isoliertrennstellen sowie Einrichtungen der NT und FWT. Der Anschlussnehmer unterlässt jegliche Vornahme von Handlungen an den im Eigentum der OGE stehenden Leitungen und Anlagen. Im Falle einer Zuwiderhandlung ist eine Vertragsstrafe in Höhe von 1.000,00 Euro fällig. Die Regelungen unter Ziffer 3.11 bleiben hiervon unberührt.

### **3.8 Verfahren bei Störungen, Messabweichungen und Mengenkorrekturen**

Unregelmäßigkeiten sowie Störungen, die dazu führen, dass ungemessenes Erdgas entnommen wird, hat der Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer unverzüglich nach Feststellung bzw. sofort nach Vorliegen der Information OGE schriftlich mitzuteilen (edm@oge.net).

Bei Zweifeln an der richtigen Arbeitsweise der geeichten Messgeräte kann derjenige, der ein begründetes Interesse hat, eine messtechnische Überprüfung (Befundprüfung) verlangen. Derjenige, der von diesem Recht Gebrauch macht, ist verpflichtet, die anderen Vertragspartner hiervon rechtzeitig vorher zu informieren und die Teilnahme eines Beauftragten zu gestatten. Der Messstellenbetreiber wird dafür Sorge tragen, dass die messtechnische Überprüfung unverzüglich durchgeführt und das Messgerät anschließend bestmöglich justiert wird.

Wird bei der messtechnischen Überprüfung festgestellt, dass die zulässigen Eichfehlergrenzen eingehalten werden, so trägt derjenige die Kosten der Überprüfung, der sie verlangt hat.

Wird bei der messtechnischen Überprüfung festgestellt, dass die zulässigen Eichfehlergrenzen nicht eingehalten werden, so lässt der Messstellenbetreiber das Messgerät unverzüglich instand setzen und eichen. Der Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer übernimmt die Kosten für die Überprüfung, Instandsetzung und Eichung.

Stellt sich bei der messtechnischen Überprüfung heraus, dass die zulässigen Verkehrsfehlergrenzen nicht eingehalten werden, erfolgt eine Mengenkorrektur durch OGE.

### **3.9 Wiederherstellung der einwandfreien Funktion und Arbeitsweise**

Der Betreiber der GDRM-Anlage ist für die einwandfreie Funktion und Arbeitsweise der GDRM-Anlage verantwortlich. Im Falle einer Störung ist die Wiederherstellung der einwandfreien Funktion und Arbeitsweise der GDRM-Anlage unverzüglich zu veranlassen. Sofern dies nicht innerhalb von 4 Werktagen nach Bekanntwerden der Störung möglich ist, ist die weitere Vorgehensweise mit OGE abzustimmen. Unabhängig davon sind die Regelungen gemäß Ziffer 3.8 zu beachten.

### **3.10 Eingriffe in die Anlage**

Eine ggf. vorhandene Zählerumgangsarmatur wird von OGE oder dem Messstellenbetreiber in geschlossenem Zustand plombiert. Die Plomben dürfen nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung der OGE entfernt werden.

Sollte zur Vermeidung drohender Gefahren oder erheblicher Nachteile ausnahmsweise die sofortige Entfernung der Plombe für die Öffnung der Absperrarmatur erforderlich sein, so hat der Anschlussnehmer bzw. Messstellenbetreiber OGE hiervon unverzüglich schriftlich zu unterrichten (berichte@oge.net).

Planbare Maßnahmen, wie Wartungen, Reparaturen und sonstige Eingriffe in die Anlage, die für die ordnungsgemäße Messung und Abrechnung von Bedeutung sind, sind OGE rechtzeitig (mindestens 10 Werktage) vorher anzuzeigen (berichte@oge.net). OGE behält sich das Recht vor, Beauftragte zur Überwachung zu entsenden.

Nach Durchführung von geplanten und ungeplanten Maßnahmen ist OGE eine Dokumentation hierüber unverzüglich zur Verfügung zu stellen (berichte@oge.net). Diese muss insbesondere die abrechnungsrelevanten Stammdaten und Zählerstände, inkl. Uhrzeiten, beinhalten. Eine wiederverschlossene Zählerumgangsarmatur wird von OGE oder dem Messstellenbetreiber verplombt.

### **3.11 Abweichungen von den TMA**

- a) Im Falle einer Zuwiderhandlung des Anschlussnehmers bzw. Messstellenbetreibers gegen die Vorgaben gemäß Ziffer 3.10
- zum Entfernen von Plomben oder
  - bezüglich Wartungen, Reparaturen und sonstige Eingriffe in die Anlage
- ist eine Vertragsstrafe in Höhe von 1.000,00 Euro fällig.
- b) Entstehen der OGE infolge einer Nichtbeachtung, einer Zuwiderhandlung oder eines sonstigen Verstoßes gegen die TMA durch den Anschlussnehmer bzw. Messstellenbetreiber Kosten, wird OGE diese Kosten dem Anschlussnehmer bzw. Messstellenbetreiber in Rechnung stellen.

Darüber hinaus behält sich OGE das Recht vor, im Falle einer Nichtbeachtung bzw. eines sonstigen Verstoßes gegen die TMA eine angemessene Vertragsstrafe zu verlangen.

Die Regelungen unter Punkt a und b dieser Ziffer gelten unabhängig voneinander.

Die Geltendmachung eines weitergehenden Schadens, der OGE durch die Nichtbeachtung, Zuwiderhandlung oder einen sonstigen Verstoß gegen die TMA entsteht, bleibt von den vorstehenden Regelungen unberührt.

## **4 GDRM-Anlagen - Planung und Betrieb**

### **4.1 Grundlegende technische Anforderungen**

Bei Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von GDRM-Anlagen sind die gesetzlichen Vorgaben, die allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere das DVGW-Regelwerk, sowie die verbindlichen Anforderungen dieser TMA einzuhalten. Darüber hinaus sollten die Ausführungsempfehlungen der TMA berücksichtigt werden. Eine Übersicht der wichtigsten zu beachtenden Dokumente ist unter Ziffer 9 aufgeführt.

Durch die GDRM-Anlage darf beabsichtigt oder unbeabsichtigt kein ungemessenes Gas fließen bzw. durch Anlagenteile austreten.

#### **4.1.1 Auslegungsparameter**

Die GDRM-Anlage ist bis einschließlich der ersten Absperrarmatur nach dem Regelgerät entsprechend der Druckfestigkeit und höchstmöglichen Betriebstemperatur im Eingangsbereich auszulegen, mindestens nach DP 16 und + 50 °C.

Die Gasgeschwindigkeit in den Rohrleitungen der GDRM-Anlage sollte max. 20 m/s betragen.

#### **4.1.2 Unterbringung**

Für die Unterbringung von GDRM-Anlagen sind freistehende Gebäude vorzuziehen. GDRM-Anlagen müssen Zufahrtswege haben und sollten erforderlichenfalls eingezäunt sein.

Sofern in den Räumlichkeiten FWT und NT der OGE vorhanden ist, sind darüber hinaus die Anforderungen gemäß Ziffer 7 einzuhalten.

#### **4.1.3 Absperrung des Gasflusses außerhalb der GDRM-Anlage**

Der Abstand zwischen der Anschlussarmatur in der Eingangsleitung der GDRM-Anlage bis zum Gebäude / Aufstellungsraum der GDRM-Anlage muss so groß sein, dass eine sichere Abschaltung der Anlage im Schadensfall gewährleistet werden kann. Hierfür ist ein Mindestabstand von 25 m einzuhalten.

#### **4.1.4 Anschlussleitung / Eingang Isolierverbindungen**

Erforderliche Isolierverbindungen sind eingangsseitig überflur, zugänglich und einsehbar anzuordnen. Sie sind in der Regel als senkrecht angeordnetes Isolierstück mit stationsseitig angeschweißtem Flanschanschluss entsprechend der geforderten Druckfestigkeit in DP 16 oder ANSI 600 RF auszuführen. Es sind Nennweiten  $\geq$  DN 100 zu verwenden.

Die Messkontakte für die Überwachung des kathodischen Korrosionsschutzes und Prüfung der Wirksamkeit des Isolierstückes werden außerhalb des Gebäudes der GDRM-Anlage direkt auf die Anschlussleitung und stationsseitig auf den Potentialausgleich aufgebracht. Das Isolierstück ist mit einer externen Funkenstrecke auszurüsten und geeignet für die Prüfung von außen zugänglich auszuführen.

Die Umhüllung der Anschlussleitung ist bis zum Isolierstück auszuführen und auf Fehlstellenfreiheit zu prüfen.

Soll die Leitung durch eine unterflur liegende Wanddurchführung in einen Schacht der Station eingeführt werden, sind bei der Ausführung die Vorgaben gemäß Abbildung 2 und 3 zu beachten. Die verwendete Abdeckung darf nicht funkenbildend sein. Bei Verwendung von Gitterrosten zur Abdeckung ist konstruktiv ein Kontakt zur Anschlussleitung auszuschließen (z.B. durch isolierende Abstandhalter, Beschichtung der metallenen Komponenten).

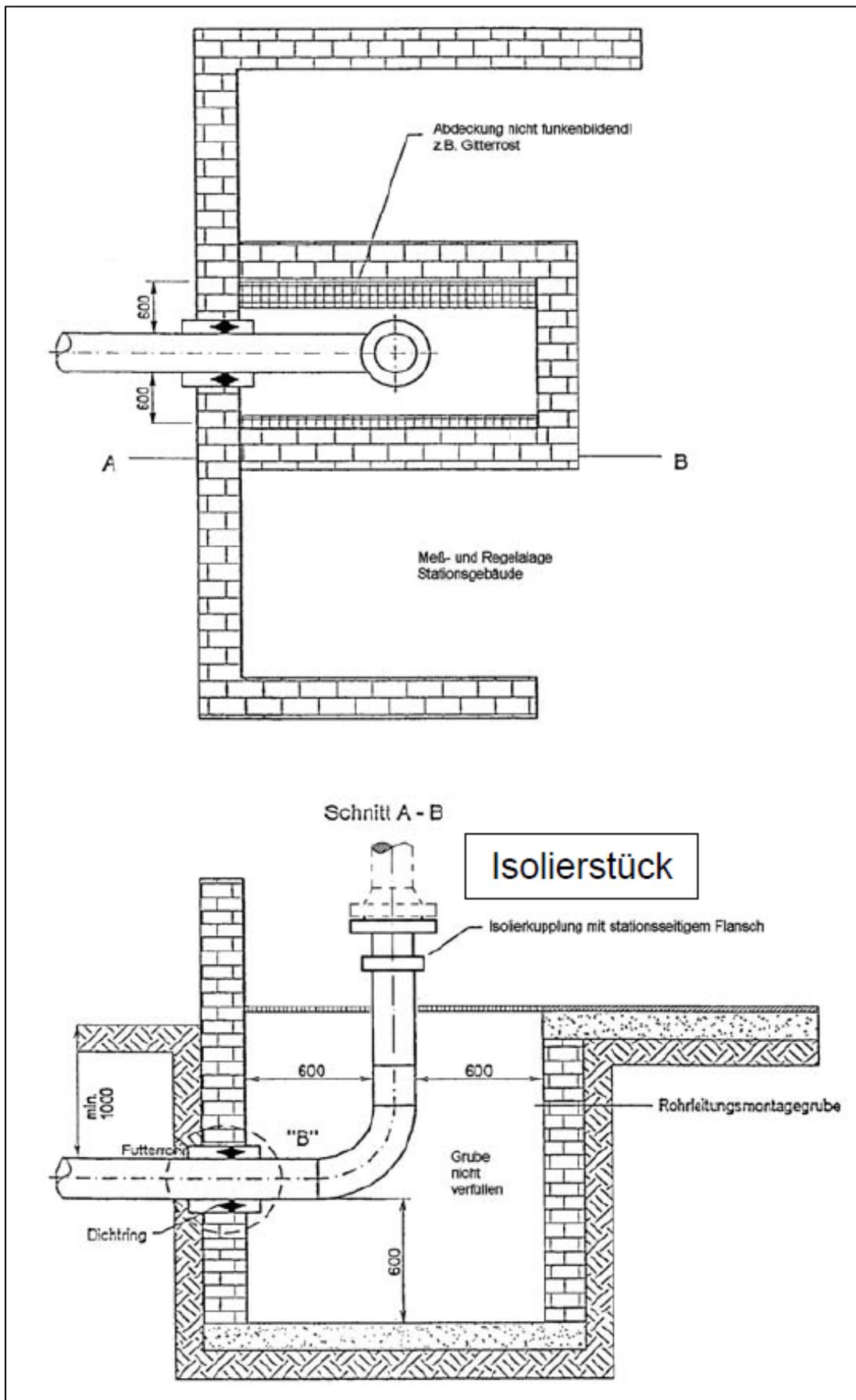


Abbildung 2: Leitungseinführung in GDRM-Anlagen mit Schacht; Anordnung und Lage des Isolierstücks, Verschluss der Wanddurchführungen

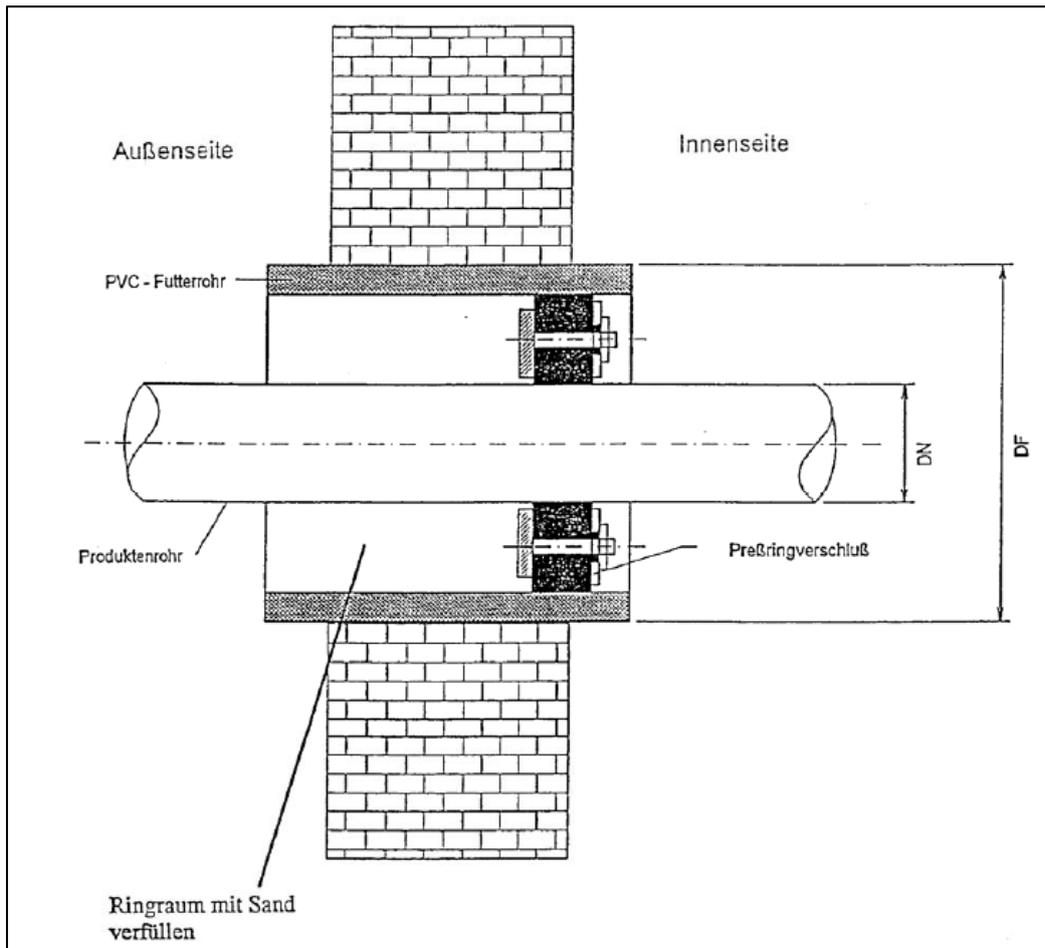


Abbildung 3: Detailansicht der Wanddurchführungen

#### 4.1.5 Absperrarmaturen

Als Absperrarmaturen sind bevorzugt Kugelhähne einzusetzen. Absperrklappen und Keilschieber werden nicht empfohlen.

#### 4.1.6 Filter und Abscheider

Der GDRM-Anlage sollten bei Druckstufe DP 16 Staubfilter, darüber hinaus Staub- / Flüssigkeitsabscheider vorgeschaltet werden. Die Höhe der Anschlussstutzen sollte mit der Höhe der Centerline der übrigen GDRM-Anlage übereinstimmen.

Staub- / Flüssigkeitsabscheider müssen im Betriebsbereich von 10 % bis 100 % folgende Fraktionsabscheidegrade einhalten:

|                                      |                    |
|--------------------------------------|--------------------|
| Feststoff- und Flüssigkeitsteilchen: | bis 3 µm zu 99,0 % |
|                                      | bis 5 µm zu 99,9 % |

Die zulässige Filterbelastung für Sternfalteneinsätze aus Zellulose ist auf maximal 150 m<sup>3</sup>/h (Betriebszustand) pro m<sup>2</sup> Filterfläche und bei Coalescereinsätzen auf 175 m<sup>3</sup>/h (Betriebszustand) pro m<sup>2</sup> Filterfläche zu begrenzen. Die Strömungsgeschwindigkeit im Behälter darf bei Vollast in Staub- / Flüssigkeitsabscheidern 1,5 m/s und in Staubfiltern 5 m/s nicht überschreiten.

#### **4.1.7 Erdgasvorwärmung**

Es darf kein ungemessenes Gas aus dem Netz der OGE zur Heizanlage fließen. Erforderlichenfalls ist eine unabhängige, geeichte Messung unter Beachtung der Anforderungen gemäß Ziffer 4.2 aufzubauen.

Die Absicherung der Vorwärmanlage ist gemäß des DVGW-Arbeitsblattes G 499 durch Absperren zu realisieren. Die Prüfbarkeit der eingesetzten Sicherheitsabsperrrarmaturen ist zu gewährleisten, eine örtliche Anzeige wird empfohlen.

An Bauteilen mit einer Oberflächentemperatur > ca. 50 °C ist ein Berührungsschutz vorzusehen.

Ist der Erdgasvorwärmung eine Gasmengenmessung nachgeschaltet, so ist zusätzlich Ziffer 4.2.2.2 dieser TMA zu beachten.

Bei der Auslegung von Vorwärmanlagen an Einspeisepunkten in das Netz der OGE ist zusätzlich Ziffer 5.1.2 dieser TMA zu beachten.

#### **4.1.8 Sicherheitseinrichtungen**

Es sind nach DIN EN 334/14382 Regelventile und Sicherheitsabsperreinrichtungen (SAE) mit einheitlichem Festigkeitsbereich (IS) einzusetzen (vordruckfest).

Die Druckstufentrennung erfolgt nach der ersten Ausgangsarmatur der Regelstrecke. Die zweite SAE muss ein Sicherheitsabsperrentil (SAV) sein.

#### **4.1.9 Odoriereinrichtung**

Sofern eine Odorierung des Gases vorgesehen ist, muss die Eindüsung des Odoriermittels hinter dem Gaszähler und der Gasdruckregelung erfolgen.

#### **4.1.10 Fernwirk- und Nachrichtentechnik**

Die von OGE aufgrund transporttechnischer Erfordernisse zur Steuerung und Überwachung des Netzes sowie zur Brennwertermittlung benötigten Betriebsparameter werden mittels Fernwirktechnik (FWT) erfasst und mittels Nachrichtentechnik (NT) an die Dispatchingzentrale der OGE weitergeleitet.

Fernwirkdaten sind beispielsweise der aktuelle Ein-/Ausgangsdruck, Flussrichtungsmeldungen oder das Normvolumen. Sofern die Anlage von OGE gesteuert und/oder überwacht werden soll, kommen die zur Steuerung und/oder Überwachung erforderlichen Meldungen, Steuerungsbefehle und Sollwertvorgaben hinzu.

OGE teilt dem Anschlussnehmer vor Aufnahme der Anschlussnutzung mit, welche Daten im Einzelfall benötigt werden.

Die Nutzung der zur Energieermittlung verwendeten Technik ist wegen der erforderlichen Echtzeitanforderungen für Steuerungszwecke ungeeignet. Daher sind parallel zu den Transportleitungen und den Anschlussleitungen Nachrichtenkabel als Zubehör der einzelnen Leitungen mitverlegt und in den jeweiligen GDRM-Anlagen der Anschlussnehmer entsprechende Komponenten zur Datenerfassung und -übertragung montiert. Die NT und FWT ist damit ebenso wie die physikalische Leitungsverbindung für den Transport des Gases Grundvoraussetzung, um den Gastransport zum Netzanschluss- bzw. Netzkopplungspunkt zu ermöglichen.

OGE benötigt ggf. einen NT-/FW-Schrank. Hierfür ist ein Raumbedarf von 60 cm x 80 cm x 200 cm (T x B x H) plus Sockel einzuplanen. Der Schrank ist im E-Raum der GDRM-Anlage zu installieren. Die Raumtemperatur muss im Bereich + 5 °C bis + 40 °C liegen. Die erforderliche Spannungsversorgung, in der Regel 230 V AC ungesichert, ist OGE zur Verfügung zu stellen.

Für die Einbindung in das OGE-eigene Kabelnetz wird ggf. ein Fernkabelabschluss benötigt. Hierfür ist eine Raumbedarf von 40 cm x 80 cm x 150 cm (T x B x H) unmittelbar an der Hauseinführung einzuplanen. Weiterhin ist in der Hauseinführung Platz für zwei NT-Kabel (blitzstrombehaftet) vorzusehen.

Kann kein OGE-eigenes Fernkabel zum Standort der GDRM-Anlage mitverlegt werden, muss ein öffentlicher Telefon-/Datenanschluss (von z.B. Telekom, Vodafone) in den E-Raum der GDRM-Anlage durch OGE beauftragt werden. Der Anschlussnehmer ist zur Mithilfe bei der Realisierung des öffentlichen Anschlusses verpflichtet. Hierzu gehört die Bereitstellung und Weiterschaltung der Anschlussleitung vom Abschlusspunkt (APL; z.B. der Telekom, Vodafone) bis in den E-Raum der GDRM-Anlage über das firmeneigene Kabelnetz. Hierbei wird die Erlaubnis zur Beauftragung eines öffentlichen xDSL-Anschlusses durch OGE zur GDRM-Anlage vom Anschlussnehmer vorausgesetzt. Dies wird in einer schriftlichen Nutzungsvereinbarung festgehalten.

## **4.2 Messanlagen**

Messanlagen am Netz der OGE sind ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 1 kW und ab einer jährlichen Entnahme von 1 kWh mit einer registrierenden Leistungserfassung sowie DFÜ auszurüsten. Dies gilt ebenfalls für Messlokationen, die mittelbar an das Gastransportnetz der OGE angeschlossen sind und durch OGE als Netzbetreiber vermarktet werden. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Messlokationen, die Marktlokationen von Kundenanlagenanschlusspunkten zugeordnet sind.

Die Messeinrichtung in einer Messanlage besteht daher grundsätzlich aus einem Gaszähler, einer Mengenumwertung mit Messwertregistrierung (Lastgangmessung), einer DFÜ und ggf. einer Gasbeschaffenheitsmessung.

Messanlagen und Messgeräte im amtlichen oder geschäftlichen Verkehr oder im öffentlichen Interesse sind entsprechend der gesetzlichen Vorgaben in Verkehr zu bringen, in Betrieb zu nehmen und zu betreiben. Das von OGE betriebene Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem (GRS) dient dem öffentlichen Interesse. Daher sind an sämtlichen Einspeise- und Ausspeisepunkten im Netzgebiet der OGE die Anforderungen des Mess- und Eichgesetzes (MessEG), der Mess- und Eichverordnung (MessEV), des MsbG sowie des DVGW-Arbeitsblattes G 685 zu erfüllen.

Bei Messanlagen ohne Gasbeschaffenheitsmessung liefert der Mengenumwerter (Zustandsmengenumwerter) das Normvolumen in der Einheit m<sup>3</sup>. Bei Messanlagen mit einer Gasbeschaffenheitsmessung berechnet der Mengenumwerter (Brennwertmengenumwerter) die Energie in der Einheit kWh.

An Ausspeisepunkten stellt OGE die Gasbeschaffenheitsdaten (Brenntechnische Kenndaten) für die Parametrierung bei der Inbetriebnahme der Zustandsmengenumwerter bereit.

Bei der Inbetriebnahme, der Eichung und dem Betrieb der Messgeräte sind die Fehlergrenzen gemäß der nachfolgenden Tabelle 1 einzuhalten:

| Zulässige Messabweichungen       |                      |                         |  |
|----------------------------------|----------------------|-------------------------|--|
| Gerät                            | Messbereich          | $P_m < 4 \text{ bar}^1$ | HD-Prüfung (für alle $Q_i$ )   |
| Gaszähler $\geq \text{DN } 100$  | $Q_t < Q < Q_{\max}$ | $\pm 0,5 \%$            | $\pm 0,3 \%^2$   |
| Messstrecken mit einem Gaszähler |                      |                         |  |
| Mengenumberter                   |                      |                         | $\pm 0,5 \%$   |
| Druckaufnehmer                   | 20 - 100 %           |                         | $\pm 0,3 \%$   |
| Temperaturaufnehmer              | 0 - 30 °C            |                         | $\pm 0,3 \text{ °C}$   |
| Messstrecken mit zwei Gaszählern |                      |                         |  |
| Mengenumberter                   |                      |                         | $\pm 0,3 \%$   |
| Druckaufnehmer                   | 20 - 100 %           |                         | $\pm 0,2 \%$   |
| Temperaturaufnehmer              | 0 - 30 °C            |                         | $\pm 0,2 \text{ °C}$   |
| Dauerreihenschaltung             |                      |                         | $\pm 0,5 \%$<br>Monatsmittelwerte des Normvolumens<br>zwischen Haupt- und Vergleichszähler |

Tabelle 1: zulässige Fehlergrenzen bei Inbetriebnahme, Eichung und Betrieb

Anforderungen an Messanlagen für den grenzüberschreitenden Verkehr werden in Anlehnung an diese Regelungen im Einzelfall spezifiziert.

#### 4.2.1 Aufbau von Messanlagen

Die Gasmesseinrichtung ist grundsätzlich mit einem geeigneten Wetter- / Schallschutz (bevorzugt in einem Gebäude) zu betreiben.

Zähler und Messstrecken müssen so ausgelegt werden, dass Fließgeschwindigkeiten des Gases von 20 m/s im Normalbetrieb nicht überschritten werden. Die maximalen Nennweiten für Zähler und Messstrecke sind auf eine Nennweite von  $\text{DN} \leq 500$  begrenzt.

Bei einer projektierten maximalen Anlagenleistung von  $Q_B \geq 1.600 \text{ m}^3/\text{h}$  und  $Q_N \geq 10.000 \text{ m}^3/\text{h}$  sind zwei Zähler mit unterschiedlichen Messsystemen in Dauerreihenschaltung erforderlich<sup>3</sup>. Dies können ein Turbinenradgaszähler (TRZ) und ein Ultraschallgaszähler (USZ) sein. Dabei ist grundsätzlich der TRZ der Abrechnungszähler.

Alternativ können auch zwei USZ in Dauerreihenschaltung eingesetzt werden, wenn die Technische Richtlinie PTB TR G 18 erfüllt wird. Es wird empfohlen Zähler von unterschiedlichen Herstellern zu verwenden. Dabei ist grundsätzlich der erstangeströmte USZ der Abrechnungszähler. Bei bidirektionalen Fahrweisen ist der USZ als Abrechnungszähler zu verwenden, der dem Netz der OGE zugewandt ist.

<sup>1</sup> Soweit nichts anderes angegeben ist, sind alle in dieser TMA genannten Druckgrößen bzw. Druckwerte Überdrücke über dem jeweils herrschenden Atmosphärendruck.

<sup>2</sup> Bei größeren Abweichungen muss eine Stützpunktkorrektur im Mengenumwerter vorgenommen werden.

<sup>3</sup> Es müssen beide Bedingungen erfüllt sein, damit seitens OGE eine Dauerreihenschaltung mit unterschiedlichen Messsystemen gefordert wird. Unabhängig davon ist dem Betreiber der Messanlage freigestellt, auch bei geringeren Volumenströmen eine solche Dauerreihenschaltung vorzusehen.

Beim Einsatz von USZ sollte die Messanlage im Vordruck installiert werden, da Regler vor dem USZ diese empfindlich stören können. Die Betriebsbedingungen sind mit dem Zählerhersteller abzustimmen. Die einwandfreie Funktion des USZ ist vom Zählerhersteller zu garantieren.

Grundsätzlich ist ein Zählerumgang erforderlich.

Bei einer projektierten maximalen Anlagenleistung von  $Q_B \geq 4.000 \text{ m}^3/\text{h}$  und  $Q_N \geq 200.000 \text{ m}^3/\text{h}$  ist eine Reservemessstrecke mit zwei Zählern mit unterschiedlichen Messsystemen in Dauerreihenschaltung vorzusehen<sup>3</sup>. In diesem Fall ist kein Zählerumgang erforderlich.

Das Rohrleitungssystem der Anlage ist vor der Inbetriebnahme innen zu reinigen. Werden während der Betriebszeit Verschmutzungen festgestellt oder vermutet, so ist das Rohrleitungssystem im Bereich der Messanlage zu öffnen und auf Ablagerungen insbesondere an ggf. vorhandenen Anfahrtsieben und Gleichrichtern zu untersuchen.

Anfahrtsiebe vor der Messstrecke sind nur vorzusehen, falls eine komplette Reinigung der Messanlage und ggf. vorgeschalteter Anlagenteile nicht durchführbar ist.

Der Aufbau von Messanlagen in Erdgastankstellen ist mit OGE abzustimmen.

## **4.2.2 Gaszähler**

### **4.2.2.1 Allgemeines**

Gaszähler sind spannungsfrei einzubauen. Um Verspannungen zu vermeiden sind geeignete Maßnahmen für einen einfachen Längenausgleich (z.B. Passring) im Piping der Messstrecke vorzusehen.

Passstücke für die unterschiedlichen Zähler sind vorzuhalten.

Alle Gaszähler sind mit elektronisch auslesbaren Zählwerken auszurüsten. Dabei kann es sich um ein internes Zählwerk (Bestandteil des Zählers) oder ein externes Encoderzählwerk mit eigener Zulassung handeln. Für die Weiterverarbeitung im Umwerter sind die Zählerstände der elektronischen Zählwerke gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 485 und DVGW G 685 zur Verfügung zu stellen.

### **4.2.2.2 Prüfung / Eichung**

Alle Strömungsgaszähler sind ab einem Messdruck von 4 bar einer Hochdruckeichung gemäß den PTB-Prüfregeln Band 30 zu unterziehen.

Die Durchmessersprünge an den Flanschen zwischen Einlaufformteilen, Strömungsgaszählern (TRZ, USZ) und Auslaufformteilen dürfen höchstens 1 % betragen.

#### Aufbau der Messstrecken bei einer Eichung auf einem Hochdruckgaszählerprüfstand

Gaszähler sind bei einer Eichung auf einem Hochdruckgaszählerprüfstand mit den originalen Einlaufstrecken als Package zu prüfen oder der Aufbau ist entsprechend dem Aufbau in der Messanlage zu spezifizieren und mit Bauteilen vom Prüfstand zu realisieren.

1. Bei Verwendung der Originalbauteile sind auf jeden Fall das Einlaufformstück und der Gleichrichter vor dem Zähler mitzuliefern. Die Einbauposition des Gleichrichters ist eindeutig zu kennzeichnen. Idealerweise wird das Formteil vor dem Gleichrichter mitgeliefert und das Package mit dem Formteil vor und hinter dem Gleichrichter bleibt zusammengebaut. Das Auslaufformstück muss nicht mitgeliefert werden. Der Durchmesser des Auslaufformstücks darf nicht um mehr als 1 % kleiner sein als der Durchmesser am Flansch des Zählers. Bei Prüfungen von Dauerreihenschaltungen ist das gesamte Package zu prüfen, so dass der Einfluss von Temperaturtaschen und möglichen Zählereinschnürungen mit kalibriert werden. Wenn die Messstrecken für Transportzwecke getrennt werden müssen, sind die Trennstellen mit OGE abzustimmen.

2. Wenn Bauteile vom Prüfstand verwendet werden, muss bezogen auf den Aufbau in der Messanlage der gleiche Typ Gleichrichter verwendet werden, der Abstand vom Gleichrichter zum Zähler übereinstimmen und der Innendurchmesser des Einlaufformstücks darf maximal  $\pm 1\%$  abweichen. Der Durchmesser des Auslaufformstücks darf nicht um mehr als  $1\%$  kleiner sein als der Durchmesser am Flansch des Zählers. Bei Prüfungen von Dauerreihenschaltungen ist der Aufbau so zu spezifizieren, dass Einflüsse von Temperatortaschen und möglichen Zählereinschnürungen mit kalibriert werden. Der Aufbau muss im Vorfeld mit OGE abgestimmt und genehmigt werden. Der Prüfaufbau ist vom Prüfstand zu protokollieren und OGE zur Verfügung zu stellen.

Die maximal zulässige Messabweichung im Betrieb einer Dauerreihenschaltung ist in Tabelle 1 beschrieben. Bei größeren Abweichungen sind erforderliche Maßnahmen mit OGE abzustimmen.

Die Gastemperatur am Gaszähler muss so eingestellt sein, dass weder Wasser noch Kohlenwasserstoffe kondensieren können. Erfolgt die Erdgasvorwärmung oder -kühlung vor der Messung, ist die Steuerung der Wärmeübertrager so auszuführen, dass die Änderung der Gastemperatur am Gaszähler innerhalb von 10 Minuten nicht größer als  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$  ist. Eine Bypass-Temperaturregelung wird empfohlen.

#### **4.2.2.3 Zählerarten**

##### Drehkolbengaszähler

Der Einsatz von Drehkolbengaszählern ist auf den Druckbereich  $\leq \text{DP } 16$  und eine Zählergröße  $\leq \text{G } 1000$  sowie auf eine Anlagenleistung von  $Q_N < 10.000 \text{ m}^3/\text{h}$  beschränkt.

##### Turbinenradgaszähler (TRZ)

Die Baulänge der TRZ muss  $3 \times \text{DN}$  betragen. Es sind Normalläufer nach DIN EN 12261, Tabelle 3 einzusetzen. In Dauerreihenschaltung mit einem USZ sind auch Schnellläufer erlaubt. Sie sind mit einer manuellen Einrichtung zur Schmierung der Lager auszurüsten. Dauergeschmierte Lager sind nicht zulässig. TRZ mit integriertem Strömungsgleichrichter sind zu bevorzugen.

Zusätzlich zum elektronisch auslesbaren Zählwerk sind zwei HF-Sonden zur Erfassung der Messsignale des Mess- und Referenzrades erforderlich.

##### Ultraschallgaszähler (USZ)

USZ sind über eine digitale Schnittstelle, gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 485, an einen Mengenumwerter anzuschließen. Zusätzlich wird eine Serviceschnittstelle gefordert, die in den Schaltschrank durchgeschaltet ist. Wird ein USZ in der Nähe eines Druckreglers eingebaut, so ist zu gewährleisten, dass die Messung durch den Schall des Druckreglers nicht beeinflusst wird.

##### Wirkdruckgaszähler

Der Anlagenaufbau ist mit OGE abzustimmen.

#### **4.2.3 Messstreckenaufbau**

Es sind die Zulassungsbedingungen der Zähler einzuhalten.

Bei TRZ ist grundsätzlich eine Einlaufflänge von mindestens  $5 \times \text{DN}$  zu verwenden.

Bei USZ ab Nennweite DN 150 wird folgender Messstreckenaufbau gefordert:

- Formstück  $L \geq 5 \times \text{DN}$ , Gleichrichter, Formstück  $L \geq 10 \times \text{DN}$ , USZ

Bei USZ, bei denen der Gasstrom im Inneren des Zählers umgelenkt wird, sind die Anforderungen an die Ein- und Auslaufstrecken gemäß Baumusterbescheinigung zu berücksichtigen.

Bei einer Reihenschaltung mit einem zweiten USZ kann der zweite Zähler direkt an den ersten angebaut werden, die Zulassungsbedingungen der Zähler sind hier zu beachten. Der zweite USZ kann alternativ auch in einem Abstand  $10 \times DN$  hinter dem ersten Zähler eingebaut werden. Bei bidirektionalen Messstrecken ist der Aufbau entsprechend symmetrisch zu realisieren. Bei Dauerreihenschaltungen mit einem TRZ und einem USZ ist der USZ stromauf zu installieren. Es sind die von den Herstellern angebotenen Gleichrichter zu verwenden.

Bei dem Einbau von Anfahrseiben ist unbedingt darauf zu achten, dass sie außerhalb der hier definierten Messstrecken liegen.

#### 4.2.4 Ermittlung des Normvolumens

Gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 sind bei Messdrücken  $p_m > 100 \text{ mbar}$  oder  $Q_{\max} > 160 \text{ m}^3/\text{h}$  grundsätzlich Zustandsmengenumberter mit integrierter Messwertregistrierung einzusetzen. Je Zähler ist ein Mengenumwerter einzusetzen. Im Verfahrensgebiet I und II wird nur ein Messwertregistriergerät benötigt. Die registrierten Daten sind grundsätzlich per DFÜ an OGE zu übertragen.

Bei Messdrücken  $p_{m, \text{abs}} < 5 \text{ bar}$  muss der Mengenumwerter die Kompressibilitätszahl  $K$  als Funktion der gemessenen stündlichen Zustandsgrößen Druck und Temperatur berücksichtigen sowie mit dem Umwertungsverfahren SGERG-88 und den MKV-Parametern (Mittleres Kompressibilitätsverhalten) nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 Teil 6 betrieben werden.

Bei Messdrücken  $5 \text{ bar} \leq p_{m, \text{abs}} \leq 26 \text{ bar}$  muss der Mengenumwerter die Kompressibilitätszahl  $K$  als Funktion der gemessenen Zustandsgrößen Druck und Temperatur berücksichtigen sowie mit dem Umwertungsverfahren SGERG-88 und der mittleren Gaszusammensetzung betrieben werden.

Bei Messdrücken  $p_{m, \text{abs}} > 26 \text{ bar}$  ist gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 Teil 6 für die Berechnung der Zustandsgleichung AGA8-92DC gemäß DIN EN ISO 12213-2 anzuwenden.

Bei TRZ sind die HF-Sonden (Mess- und Referenzrad) zusätzlich zum Encoderzählwerk zur Umwertung zu verwenden. Der Anschluss des Druckaufnehmers erfolgt über einen 3-Wege-Prüfhahn.

Bei einer projektierten maximalen Anlagenleistung von  $Q_B \geq 1.600 \text{ m}^3/\text{h}$  und  $Q_N \geq 10.000 \text{ m}^3/\text{h}$  sind die Messwerte der Zustandsgrößen digital an den Umwerter zu übertragen.

Die Messeinrichtungen zur Volumenbestimmung bzw. Energieermittlung sind an eine unterbrechungsfreie Spannungsversorgung von  $24 \text{ V DC}$  anzuschließen. Die Überbrückungszeit beträgt mindestens 3 Stunden.

Der Einsatz von Brennwertmengenumwertern an Ausspeisepunkten (aus dem Netz der OGE) ist in der Regel nicht erforderlich, da OGE die Gasbeschaffenheit im gesamten Netz der OGE über ein GRS ermittelt. Sollen Brennwertmengenumwerter eingesetzt werden, so ist der Einsatz im Vorfeld mit OGE abzustimmen.

#### 4.3 Gasbeschaffenheitsmessanlagen

An Einspeisepunkten ist eine Gasbeschaffenheitsmessanlage erforderlich. An Ausspeisepunkten ist eine Gasbeschaffenheitsmessung seitens OGE nicht erforderlich.

Die nachfolgenden Anforderungen an Gasbeschaffenheitsmessanlagen (GBM-Anlagen) gelten, wenn deren Gasbeschaffenheitsdaten

- für die Gasabrechnung
- für das Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem (GRS) oder
- zur Überwachung der Gasbeschaffenheitsanforderungen gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 260

durch OGE verwendet werden.

Die abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitsdaten sind über Prozessgaschromatographen (PGC) zu ermitteln.

An Einspeisepunkten ist die Messung der Gasbegleitstoffe gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 erforderlich. Hierzu sind im grenzüberschreitenden Verkehr bilaterale Vereinbarungen zu treffen, z.B. gemäß EASEE Gas bzw. entsprechende EN-Normen.

Ab einer Auslegungsleistung der Messanlage bzw. des Abrechnungsbezirks von  $Q_N > 500.000 \text{ m}^3/\text{h}$  ist die Gasbeschaffenheitsmessanlage redundant aufzubauen.

#### 4.3.1 Messtechnische Anforderungen

Es sind die maximal zulässigen Messabweichungen gemäß Tabelle 2 einzuhalten.

| Messgrößen  | max. zul. Messabweichung   |
|---|--|
| <b>DVGW G 685</b>                                 |  |
| $H_{S,n}$   | $\pm 0,15 \%$ v.M.   |
| $\rho_n$  | $\pm 0,15 \%$ v.M.   |
| PGC - Einzelkomponenten                           | 0,5 x Eichfehlergrenze   |
| <b>DVGW G 260 / G 262</b>                         |  |
| Wassertaupunkt <sup>4</sup>                       | $\pm 3 \text{ K}$ bzw. $3 \text{ mg/m}^3$  |
| Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt <sup>5</sup> | $\pm 3 \text{ K}$  |
| Gesamtschwefel (rechnerisch)                      | $1 \text{ mg/m}^3$   |
| Schwefel in H <sub>2</sub> S                      | $0,5 \text{ mg/m}^3$   |
| Schwefel in COS                                   | $0,5 \text{ mg/m}^3$   |
| Merkaptanschwefel                                 | $0,5 \text{ mg/m}^3$   |
| Sauerstoff  | $\pm 2 \text{ ppm}$ im Bereich $< 10 \text{ ppm}$ des MB ansonsten $< 10 \%$ v. MB |

Tabelle 2: maximal zulässige Messabweichungen in GBM

<sup>4</sup> Der Wassertaupunkt kann mittels der in der DIN EN ISO 18453 – Erdgas Beziehung zwischen Wassergehalt und Taupunkt beschriebenen Methode in Wassergehalte umgerechnet werden. Da die Fehlergrenzen bezogen auf den Wassergehalt vom Druck und dem Wassertaupunkt abhängen, müssen diese für die jeweiligen Messbedingungen mittels der angeführten Berechnungsmethode ermittelt werden.

<sup>5</sup> Beim angeführten Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt handelt es sich genau genommen um die Temperatur bei einem Messdruck von 27 bar(ü), bei der es zur Bildung von  $5 \text{ mg/m}^3$  Kohlenwasserstoff-Kondensat kommt. Das zur Kalibrierung der Messgeräte zum Einsatz kommende Verfahren ist in der Veröffentlichung:  
 Wolf, M.; F. Assandri, F.; Avila Calzada, S.; Benito A.; Duinkerken, J.; Höcher, Th.; Kersten, Ch.; Leininger, J.-Ph.; Postvoll, W.; Schreck, H.; Schulze, K.; Skouras, E.; Tastard, Ch.;  
 Van Canegham, P.: Installation, Calibration and Validation Guidelines for Online Hydrocarbon Dew Point Analyzers – GERG 1.64 – Phase 2; Proceeding International gas union research conference (IGRC), 2014 Kopenhagen, 36 S beschrieben.

### 4.3.2 Verfügbarkeit

Das garantierte Betriebsverhalten bezieht sich sachlich auf die gesamte GBM-Anlage.

Zur Ermittlung von Verletzungen der Verfügbarkeit werden folgende Punkte herangezogen:

- Betrieb außerhalb der Verkehrsfehlergrenze
- Ausfall der Messung, Registrierung oder Datenübertragung von mehr als 1 Stunde (ununterbrochene Zeit bzw. gestörte Stundenmittelwerte).

Diese Verletzungen der Verfügbarkeit werden für die nachfolgende Betrachtung als Fehler bezeichnet.

Die Zeit in Stunden des Anstehens dieser Fehler (hier bezeichnet als Fehlerzeit) geht in die folgende Berechnungsformel der Verfügbarkeit ein:

$$\text{Verfügbarkeit} = \left(1 - \frac{\text{Fehlerzeit}}{8760h}\right) \times 100\%$$

Der Betreiber garantiert eine Verfügbarkeit der GBM-Anlage von mindestens 97 % pro Jahr und gewährleistet die Einhaltung der max. zulässigen Messabweichungen nach Tabelle 2.

Alle zur Messung der Gasbeschaffenheitsdaten erforderlichen Geräte sind an eine unterbrechungsfreie Spannungsversorgung von 24 V DC anzuschließen. Die Überbrückungszeit beträgt mindestens 3 Stunden.

### 4.4 Messwertregistrierung und Datenfernübertragung

Messwertregistrierungen (Lastgangmessungen) und Datenfernübertragungen, die im amtlichen oder geschäftlichen Verkehr oder im öffentlichen Interesse verwendet werden, sind entsprechend der relevanten gesetzlichen und eichrechtlichen Vorgaben in Verkehr zu bringen, in Betrieb zu nehmen und zu betreiben.

Zur Abwicklung der gaswirtschaftlichen Marktprozesse, zur Gewährleistung des Netzbetriebs entsprechend den Vorschriften des EnWG sowie zum Betrieb des GRS benötigt OGE eine sichere, hochverfügbare Messwertverarbeitung und Datenkommunikationsschnittstelle. Die nachfolgenden Mindestanforderungen sind zu erfüllen:

- IP-basierende DFÜ per OGE Netzwerk, sofern vorhanden, ansonsten per GPRS-VPN (OGE stellt in diesem Fall die SIM-Karte zur Verfügung).<sup>6</sup>
- Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 485 für Messwertregistrierung und DFÜ.
- Zugelassene und geeicht betriebene DSfG-Signaturverfahren nach DVGW Gas-Information Nr. 7 Technische Spezifikation für DSfG-Realisierungen.

Zur Messwertregistrierung und Datenverarbeitung ist grundsätzlich die mitteleuropäische Zeit (MEZ) zu verwenden. Die Uhrzeitsynchronisation kann durch einen Zeitserver im VPN der OGE erfolgen.

---

<sup>6</sup> In Abstimmung mit OGE kann der Anschlussnehmer alternativ die Daten mittels eigener Fernwirktechnik in Verbindung mit einer TASE.2-Kopplung (ExtranetGas / 3-Minuten-Werte) zur OGE und einer zusätzlichen Datenübermittlung per MSCONS-Nachrichten an OGE übertragen. Zur Einhaltung der PTB-A 7.64 müssen ab Station zur Zentrale des Anschlussnehmers zwei unabhängige Datenwege bestehen.

Sofern diese Datenübermittlung vom Anschlussnehmer eingestellt wird, muss der Anschlussnehmer eine DFÜ wie beschrieben auf eigene Kosten beschaffen, betreiben und instandhalten.

Die DSfG wird primär für abrechnungsrelevante Anwendungen eingesetzt. Zusätzliche Teilnehmer auf dem DSfG-Bus zur Prozesssteuerung dürfen nur dann zum Einsatz kommen, wenn bei maximaler Busbelastung noch eine Reserve der Buskapazität von 25 % gewährleistet ist.

Grundsätzlich ist eine Kopplung von lokalen und dezentralen Netzwerken nicht statthaft. Eine galvanische Trennung der Netzwerke ist daher erforderlich.

Bei Einsatz eines PGC als Mehrströmer ist für jeden Gasstrom eine galvanisch getrennte DSfG-Schnittstelle erforderlich.

Anmerkung: Bei Bedarf wird in nachgeschalteten Durchflussrechnern je Gasstrom für eine Master/Slave-Funktion eine zweite galvanisch getrennte DSfG-Adresse benötigt.

## **5 Anforderungen an Einspeisepunkten am Netz der OGE**

### **5.1 Technische Anforderungen an das zu übergebende Gas**

#### **5.1.1 Gasbeschaffenheit**

Der Anschlussnehmer hat sicherzustellen, dass das zur Einspeisung anstehende Gas den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 260, 2. Gasfamilie und dem jeweiligen Nennwert des Wobbe-Indexes entspricht.

#### **5.1.2 Temperatur und Druck**

Sofern aufgrund betrieblicher oder örtlicher Randbedingungen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 2000 an einem Einspeisepunkt eine minimale Temperatur des Gases nicht unterschritten oder eine maximale Temperatur des Gases nicht überschritten werden darf, teilt OGE dem Anschlussnehmer die konkreten Temperaturen mit.

Falls eine minimale Temperatur des Gases durch OGE festgelegt wird, liegt diese im Temperaturbereich zwischen 2 °C und 8 °C (z.B. 7 °C). Sofern eine Erdgasvorwärmung erforderlich ist, sind die Anforderungen gemäß Ziffer 4.1.7 einzuhalten.

Falls eine maximale Temperatur des Gases durch OGE festgelegt wird, liegt diese Temperatur bei 40 °C oder höher (z.B. 41 °C).

In Abhängigkeit von den betrieblichen oder örtlichen Randbedingungen werden die vertraglichen minimalen und maximalen Drücke sowie ggf. weitere Drücke durch OGE festgelegt.

Die Druck- und Temperaturspezifikationen sind Bestandteil des Speicheranbindungs-, Netzanschluss- bzw. Netzkopplungsvertrags zwischen dem Anschlussnehmer und OGE.

OGE veröffentlicht für die jeweiligen Einspeisepunkte die technischen Anforderungen an das zu übergebende Gas hinsichtlich Druck- und Temperaturspezifikation in der Übersicht „Vertraglicher Mindestdruck und vertragliche Mindesttemperatur an Einspeisepunkten“ auf der Internetseite [www.oge.net](http://www.oge.net).

### **5.2 Spezifische technische Anforderungen an Einspeiseanlagen**

Nachfolgend werden spezifische technische Anforderungen an Einspeiseanlagen beschrieben. Grundsätzlich ist eine Gasbeschaffenheitsmessanlage erforderlich (siehe Ziffer 4.3).

#### **5.2.1 LNG-Anlagen**

LNG muss in gasförmiger Phase eingespeist werden. Dabei sind insbesondere die technischen Anforderungen an das zu übergebende Gas gemäß Ziffer 5.1 einzuhalten und zu überwachen.

## 5.2.2 Biogas-Anschluss

### 5.2.2.1 Besondere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Der Einspeiser von Biogas hat sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der gemäß GasNZV<sup>7</sup> gültigen DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entspricht. Das Biogas muss erforderlichenfalls durch Konditionierung an die Anforderungen des lokalen Erdgases angepasst werden können. Dabei sind die Gasbeschaffenheiten der 2. Gasfamilie bindend.

Bei Einspeisung in Leitungssysteme mit grenzüberschreitendem Transport, internationalem Transit oder unmittelbar angrenzenden Speichern sind im Einzelfall weitere Abstimmungen und die Beachtung der Empfehlung gemäß Common Business Practise der EASEE – gas, CBP-2005-001/02- Harmonisation of Natural Gas Quality, erforderlich.

Nach heutigem Stand der Technik werden der Realgasfaktor und die Kompressibilitätszahl auf Basis einer Vollanalyse des Erdgases nach AGA8-DC92 oder dem SGERG 88 Verfahren berechnet. Gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G 685 werden die dem Biogas beigemischten Flüssiggasarten Propan und Butan begrenzt.

Zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Biogas- und der Einspeiseanlage ist hinsichtlich der Mengenanteile der Einzelkomponenten des Biogases eine Aufbereitung auf den gesamtwirtschaftlich optimalen Auslegungspunkt anzustreben. Dies betrifft vornehmlich den vom Aufbereitungsverfahren abhängigen Methananteil.

Gemäß GasNZV ist OGE für Einspeiseanlage zuständig. Hierzu gehörten u.a. die Messung und die Überwachung aller eichtechnisch relevanter Messgrößen.

Der max. Wassergehalt des Biogases am Einspeisepunkt in das Netz der OGE beträgt in Abhängigkeit des maximal zulässigen Betriebsdrucks (MOP):

- 200 mg/m<sup>3</sup> (MOP ≤ 10 bar)
- 50 mg/m<sup>3</sup> (MOP > 10 bar)

Zusätzliche Bestandteile, die den Bestand des Netzes oder die Betriebssicherheit gefährden, dürfen nicht enthalten sein. Zusätzliche Begleitstoffe, die nicht Bestandteil der gemäß GasNZV<sup>7</sup> gültigen DVGW Arbeitsblätter G 260 und G 262 sind, werden nur zugelassen, wenn sie schriftlich im abgestimmten Netzanschlussvertrag festgelegt wurden.

### 5.2.2.2 Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik

OGE benennt die vom Prozess der Biogasaufbereitung online benötigten Prozessdaten. Diese, für die Automatisierungstechnik der OGE benötigten Daten, werden vom Biogasanlagenbetreiber kostenlos zur Verfügung gestellt.

### 5.2.2.3 Absicherung gegen Störung

Bei Abweichung des einzuspeisenden Gases von den vereinbarten Grenzwerten wird die zugehörige Einspeiseanlage der OGE automatisch vom Netz getrennt.

---

<sup>7</sup> Stand Januar 2021: Es gelten die DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Stand 2007):

- DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit (Januar 2000)
- DVGW-Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (November 2004)

### **5.2.3 Wasserstoffeinspeisung**

Bei der Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas in das Netz der OGE ist das Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze der Bundesnetzagentur (BNetzA) von 2014 zu beachten.

Der Einzuspeisende Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, muss einen Wasserstoff-Stoffmengenanteil  $\geq 99,9\%$  aufweisen. Damit ist eine Energieermittlung gemäß PTB TR G 19 mit festem Brennwert möglich.

Die Regelungen der Ziffern 5.2.2.2 und 5.2.2.3 gelten sinngemäß für Wasserstoff.

## **6 Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen**

### **6.1 Allgemeines**

Die Freigabe und Inbetriebsetzung von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen setzt voraus, dass sämtliche maßgeblichen gesetzlichen Vorschriften, Normen und anerkannten Regeln der Technik, insbesondere das DVGW-Regelwerk in den jeweils zur Inbetriebnahme gültigen Fassungen, beachtet wurden und der Netzanschluss den TMA entspricht. Die Termine für Prüfung, Abnahme und Inbetriebnahme der Messeinrichtung werden OGE rechtzeitig mitgeteilt (berichte@oge.net) (mindestens 10 Werktage).

Die Prüfung der fertig montierten Anlage wird von einem Sachverständigen/Sachkundigen durchgeführt. OGE hat das Recht, Beauftragte zu dieser Prüfung zu entsenden.

Zur Freigabe und Sicherstellung einer reibungslosen Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen wird dringend empfohlen, die Planungsunterlagen im Vorfeld mit OGE abzustimmen (siehe Ziffer 3.2).

### **6.2 Einbindung der Anschlussleitung**

Die Einbindung der Anschlussleitung erfolgt nach Vorliegen des Netzanschluss- bzw. Netzkopplungsvertrages, erfolgreicher Druckprüfung/Abnahme durch den Sachverständigen sowie ggf. Vorliegen der Vorabbescheinigung des Sachverständigen.

Vorab ist ein Ortstermin des für die Einbindung Verantwortlichen der OGE, der bauausführenden Firma sowie des Anschlussnehmers zum detaillierten Einbindeverfahren erforderlich.

Die nach erfolgter und dokumentierter Einbindung durch den Sachverständigen ggf. auszustellende Schlussbescheinigung ist nachzureichen.

### **6.3 Inbetriebnahme der Messeinrichtungen**

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses, der Gasdruckregelanlage und/oder der Messeinrichtung erfolgen ausschließlich unter Aufsicht der OGE oder ihres Beauftragten.

Die Inbetriebnahme der Messeinrichtung erfolgt durch den Messstellenbetreiber oder dessen Beauftragten im Rahmen der Inbetriebnahme der Gasdruckregelanlage.

Die Inbetriebnahme der Gasdruckregelanlage und ggf. der Messeinrichtung erfolgen durch ein nach DVGW-Regelwerk zertifiziertes Unternehmen/Anlagenbauer. Erforderliche terminliche Abstimmungen sind zwischen Messstellenbetreiber, Anlagenbauer, OGE oder dem jeweils Beauftragten rechtzeitig vorzunehmen.

Sollte im Rahmen von Umbauarbeiten das Absperren der GDRM-Anlage erforderlich sein, so sind vorab eine Anmeldung und nachfolgend eine Fertigstellungsanzeige bei OGE erforderlich.

Die Wiederinbetriebnahme der GDRM-Anlage hat gemäß DVGW-Regelwerk, insbesondere G 491 und G 492, zu erfolgen.

#### 6.4 Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme

Die zur Freigabe notwendige Dokumentation umfasst mindestens folgende Nachweise:

##### Verträge

- Kapazitätsvertrag<sup>8</sup>
- Speicheranbindungs-, Netzanschluss- bzw. Netzkopplungsvertrag
- ggf. Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas (MSB-RV Gas)

##### Anlagendokumentation / Nachweise

- Dokumentation über Einbindung sowie Bau und Abnahme der Eingangsleitung
- Dokumentation über Bau und Abnahme der GDRM – Anlage
- Protokoll über einen erfolgreich durchgeführten Datenliniencheck<sup>9</sup>
- Protokoll über eine erfolgreich durchgeführte Datenübermittlung mittels DFÜ
- Bestätigung durch Vertreter der OGE, dass der Anschluss und die GDRM-Anlage den TMA entsprechen

##### Bescheinigungen für Leitung, GDRM-Anlage und Netz

- Abnahmebescheinigungen gemäß den DVGW-Arbeitsblättern G 491 und G 492<sup>10</sup>
- ggf. Vorabbescheinigung des Sachverständigen für den Leitungsbau und die GDRM-Anlage<sup>11</sup>
- Bescheinigungen über den maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP<sub>d</sub>) sowie den betriebsbereiten Zustand des nachgeschalteten Netzes

Liegt ein erforderliches Dokument nicht vor, kann die Inbetriebnahme durch OGE verweigert werden.

### 7 IT-Sicherheit für Fernwirk- und Nachrichtentechnik im Netzgebiet der OGE

In diesem Abschnitt werden die technischen Mindestanforderungen an die IT-Sicherheit beschrieben, die vom Anschlussnehmer einzuhalten sind, sofern in dessen Räumlichkeiten (z.B. dem Gebäude der GDRM-Anlage) Fernwirk- und Nachrichtentechnik (FWT und NT) der OGE vorhanden ist.

Die Anforderungen, die zur Einhaltung der technischen Mindestanforderungen an die IT-Sicherheit erfüllt werden, sind im Rahmen einer gemeinsamen Begutachtung vom Anschlussnehmer und OGE vor Ort aufzunehmen und Abweichungen schriftlich festzuhalten. Spätere Änderungen, die die Anforderungen an die IT-Sicherheit betreffen, sind vom Anschlussnehmer im Vorfeld mit der IT-Sicherheit der OGE abzustimmen.

---

<sup>8</sup> Die Kapazitätsbuchung erfolgt durch den Transportkunden über das Online-Buchungssystem Prisma. Als Nachweis dient das Vorliegen einer gültigen Buchung für den Netzanschluss- bzw. Netzkopplungspunkt.

<sup>9</sup> Die Funktionsprüfung der gesicherten Datenübertragung zwischen GDRM-Anlage und Dispatching der OGE erfolgt bei Netzanschlüssen, die auf Grund ihrer Art, Größe oder Lage zur Netzsteuerung eine Fernwirk-Datenübertragung erfordern.

<sup>10</sup> Formblatt gem. G 491 Anhang H: Abnahmebescheinigung sowie  
Formblatt gem. G 492 Anhang B: Bescheinigung über die Prüfung des Sachkundigen von Gasmessanlagen nach DVGW-Arbeitsblatt G 492

<sup>11</sup> Bei Anlagen > DP 16.

## 7.1 Grundlegende Anforderungen

Die Anforderungen an die IT-Sicherheit stellen die Mindestanforderungen zur Sicherstellung der Informationssicherheits-Schutzziele

- Verfügbarkeit
- Integrität
- Vertraulichkeit

für Anwendungen, Systeme, Komponenten und Daten der OGE im Bereich FWT und NT dar.

Die Anforderungen orientieren sich an dem „IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz“ der Bundesnetzagentur (Stand August 2015), der OGE-Informationssicherheitsrichtlinie sowie den weiteren Regelungen des Informationssicherheitsmanagementsystems der OGE.

## 7.2 Physische Sicherheit von Gebäuden und Räumen

Netzwerkanschlüsse der OGE in Räumlichkeiten des Anschlussnehmers sind in einem separaten Schutzschrank getrennt nach Verantwortlichkeiten für die enthaltenen Komponenten zu installieren. Der Schutzschrank ist zu verschließen und die entsprechenden Schlüssel sind nach einem geeigneten System gemäß Ziffer 7.3 zu verwalten. Im Fall einer nicht sachgemäßen Öffnung des Schutzschanks ist eine möglichst automatisierte Alarmmeldung an die Zentrale Meldestelle der OGE zu geben (siehe Ziffer 8).

Der Schutzschrank ist in einem Technikraum aufzustellen, dessen Türen und Fenster abzuschließen sind. Für den Technikraum ist ein geeignetes Konzept zur Zutrittssicherung und Schlüsselverwaltung zu entwickeln und umzusetzen. Bei der Konzeption von Technikräumen, in denen sich FWT und NT der OGE befindet, ist eine Untersuchung und Bewertung der Umgebungsgefahren gemeinsam mit OGE durchzuführen. Die Ergebnisse sind zu dokumentieren und nennenswerte Risiken nach Möglichkeit durch geeignete Maßnahmen gemeinsam mit OGE zu minimieren. Die Technikräume haben zudem über eine stabile Bauweise in Bezug auf das Mauerwerk und die Raumöffnungen zu verfügen. Es sind Stahltüren und Trenngitter in passierbaren Raumlufthkanälen zu verwenden.

## 7.3 Schutz der Versorgungsinfrastruktur

Gebäude, in denen FWT und NT der OGE untergebracht ist, sind gegen direkten Blitzeinschlag zu schützen und haben über ein äußeres Blitzschutzsystem zu verfügen. Die FWT und NT ist mit einem inneren Blitzschutzsystem gegen einen indirekten Blitzeinschlag zu schützen. Die Ausführung des Blitzschutzsystems ist in einem Blitzschutzkonzept zu dokumentieren und über eine Blitzschutzrisikoberechnung nachzuweisen.

Innerhalb der Gebäude ist eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Temperatur sicherzustellen. Trassen für Strom und Kommunikation mit Verbindung zu FWT und NT der OGE sind so weit wie möglich voneinander zu trennen und vor dem Zugriff durch Unbefugte zu schützen. Die Dokumentation der gesamten Trassenführung ist durch den Eigentümer stets aktuell zu halten. Die Kabelführung ist übersichtlich und geordnet zu gestalten. Alle Kabel sind an beiden Enden zu kennzeichnen.

Zutrittskontrollsysteme, Unternehmensausweise, Schlüssel etc., die zur Öffnung von Räumlichkeiten oder Schutzschranken mit darin befindlicher FWT und NT der OGE dienen, sind zu verwalten und nur nach einem geregelten Antragsverfahren auszugeben. Sie sind dadurch nur einem definierten, dokumentierten Personenkreis zugänglich zu machen.

## 8            Kontaktdaten

### Zentrale Meldestelle der OGE (Störungsmanagement / 24 Stunden Erreichbarkeit)

Telefonnummer +49 (0)800-33 55 33 0

Für Fragen zu diesen TMA stehen Ihnen die Mitarbeiter der Fachabteilung der OGE gerne zur Verfügung.

Netzanschlussbegehren und Netzanschlussbedingungen ..... netzanschluss@oge.net

Abstimmung und Planungsprüfung von GDRM-Anlagen.....GDRM@oge.net

Energieermittlung und Datenfernübertragung  
(bei akuten Störungen der Messung) .....edm@oge.net

Maßnahmen an Messanlagen und Terminankündigungen.....berichte@oge.net

Nachrichten- und Fernwirktechnik..... oge-fernwirkzentrale@oge.net

IT-Sicherheit ..... it-sicherheit@oge.net

Verträge.....Netzkopplungen@oge.net

## 9 Normative Verweisungen

|                            |   |
|----------------------------|---|
| AGA Report No.8            | Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases   |
| BG ETEM (Regelwerke)       | Berufsgenossenschaftliche Regelwerke der Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro<br>Medienerzeugnisse   |
| DIN 30690-1                | Bauteile in Anlagen der Gasversorgung –<br>Teil 1: Anforderungen an Bauteile in Gasversorgungsanlagen   |
| DIN EN 334                 | Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar   |
| DIN EN 1776                | Gasinfrastruktur - Gasmesssysteme – Funktionale Anforderungen   |
| DIN EN 12261               | Gaszähler - Turbinenradgaszähler;<br>Deutsche Fassung EN 12261:2002 + A1:2006   |
| DIN EN 14382               | Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen -<br>Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar               |
| DIN EN 62305-1             | Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert); Deutsche<br>Fassung EN 62305-1:2011  |
| DIN EN 62305-2             | Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2:2010, modifiziert); Deutsche<br>Fassung EN 62305-2:2012  |
| DIN EN ISO 12213-2         | Erdgas - Berechnung von Realgasfaktoren - Teil 2: Berechnungen basierend auf einer<br>molaren Gasanalyse als Eingangsgröße                                  |
| DIN EN ISO 18453           | Erdgas Beziehung zwischen Wassergehalt und Taupunkt   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 260    | Gasbeschaffenheit   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 260    | Stand 2007: Gasbeschaffenheit (Januar 2000)   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 262    | Stand 2007: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen<br>Gasversorgung (November 2004)  |
| DVGW-Arbeitsblatt G 485    | Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 487    | Gasexpansionsanlagen  |
| DVGW-Arbeitsblatt G 488    | Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung -Planung, Errichtung Betrieb  |
| DVGW-Arbeitsblatt G 491    | Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar<br>- Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb                |
| DVGW-Arbeitsblatt G 492    | Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar - Planung, Fertigung,<br>Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung |
| DVGW-Arbeitsblatt G 495    | Gasanlagen - Instandhaltung   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 499    | Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 600    | Technische Regel für Gasinstallationen; DVGW-TRGI   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 685    | Gasabrechnung   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 687    | TMA an die Gasmessung   |
| DVGW-Arbeitsblatt G 689    | TMA Messstellenbetreiber  |
| DVGW-Arbeitsblatt G 692    | Technische Abgrenzung des Messstellenbetriebes  |
| DVGW-Arbeitsblatt G 2000   | Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasnetze  |
| DVGW-Merkblatt G 440       | Explosionsschutzdokument für Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der<br>Allgemeinheit mit Gas   |
| DVGW Gas-Information Nr. 7 | Technische Spezifikation für DSfG-Realisierungen  |
| EnWG                       | Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)   |
| EASEE-gas                  | European Association for the Streamlining of Energy Exchange - gas  |
| GasHDrLtgV                 | Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung)  |
| GasNZV                     | Gasnetzzugangsverordnung  |
| MsbG                       | Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten<br>Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz)                                 |
| MessEG                     | Mess- und Eichgesetz  |
| MessEV                     | Mess- und Eichverordnung  |

|             |  |
|-------------|--|
| PTB-A 7.64  | Messgeräte für Gas<br>Brennwertmessgeräte<br>Ermittlung von Abrechnungsbrennwerten und weiteren Gasbeschaffheitsdaten mittels Zustandsrekonstruktion |
| PTB Band 30 | Messgeräte für Gas - Hochdruckprüfung von Gaszählern   |
| PTB TR G 18 | Messgeräte für Gas; Anforderungen an Dauerreihenschaltung von zwei Ultraschallgaszählern   |
| PTB TR G 19 | Messgeräte für Gas; Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz  |

## 10 Abkürzungen

|        |   |
|--------|---|
| ANSI   | American National Standards Institute   |
| BGB    | Bürgerliches Gesetzbuch   |
| BNetzA | Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Energieabteilung Zugang zu Gasverteilnetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität |
| DFÜ    | Datenfernübertragung  |
| DN     | Nennweite   |
| DP     | Design Pressure (Auslegungsdruck)   |
| DSfG   | Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte  |
| DVGW   | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.   |
| EN     | Europäische Norm  |
| FWT    | Fernwirktechnik   |
| GBM    | Gasbeschaffheitsmessung   |
| GDRM   | Gas-Druckregel- und -Messanlage   |
| GPRS   | General Packet Radio Service  |
| GRS    | Gasbeschaffheitsrekonstruktionssystem   |
| IP     | Internetprotokoll   |
| MB     | Messbereich   |
| MEZ    | mitteleuropäische Zeit  |
| MKV    | Mittleres Kompressibilitätsverhalten  |
| MSCONS | Metered Services Consumption report message (zur Übertragung von Lastprofil- u. Zählerdaten)  |
| MOP    | Maximum Operating Pressure (maximal zulässiger Betriebsdruck)   |
| NT     | Nachrichtentechnik  |
| OGE    | Open Grid Europe GmbH   |
| PGC    | Prozessgaschromatograph   |
| PTB    | Physikalisch Technische Bundesanstalt   |
| R+I    | Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema   |
| SAE    | Sicherheitsabsperreinrichtungen   |
| SAV    | Sicherheitsabsperrentil   |
| SIM    | subscriber identity module („Teilnehmer-Identitätsmodul“)   |
| TASE.2 | Telecontrol Application Service Element 2 (zur Kopplung verschiedener Netzleitstellen)  |
| TMA    | Technische Mindestanforderungen   |
| TRZ    | Turbinenradgaszähler  |
| USZ    | Ultraschallgaszähler  |
| VPN    | Virtual Private Network   |

## **11 Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA**

Folgende Änderungen wurden gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA (V34 / Stand vom 22.06.2018) vorgenommen:

- a) Allgemeine redaktionelle Anpassungen.
- b) Allgemeine Berücksichtigung von Aktualisierungen im DVGW-Regelwerk.
- c) Ergänzende Klarstellung zur Aufgabe und Bedeutung der Planungsprüfung (Ziffer 3.2.1).
- d) Klarstellung zur Notwendigkeit von Nachrichten- und Fernwirktechnik (Ziffer 3.6).
- e) Ergänzung zur Ausführung der Nachrichten- und Fernwirktechnik (Ziffer 4.1.10).
- f) Aufnahme einer Regelung zur Bestimmung des Abrechnungszählers (Ziffer 4.2.1).
- g) Anforderungen an Einspeisepunkten unter einer neuen Ziffer 5 zusammengefasst.
- h) Aufnahme von Regelungen zu Druck und Gastemperatur an Einspeisestellen (Ziffer 5.1.2).

**Anlage 2**  
**des Messstellenbetriebsrahmenvertrages Gas zwischen**  
**der Open Grid Europe GmbH und der <Messstellenbetreiber>**

**Ansprechpartner und Erreichbarkeit**

**1. Angaben und Ansprechpartner Netzbetreiber**

Open Grid Europe GmbH  
Kallenbergstraße 5  
45141 Essen

Marktpartneridentifikationsnummer: 9870047600001

**1.1 Messstellenbetriebsrahmenvertrag Vertragsangelegenheiten**

| Ansprechpartner       | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|-----------------------|---------------|----------------|
| <b>Abteilung GCKN</b> |               |                |
| Telefax               |               |                |

**1.2 Messung operative Abwicklung**

| Ansprechpartner       | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|-----------------------|---------------|----------------|
| <b>Abteilung GCEQ</b> |               |                |
| Telefax               |               |                |

**1.3 Messstellenbetrieb operative Abwicklung**

| Ansprechpartner      | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|----------------------|---------------|----------------|
| <b>Abteilung TBx</b> |               |                |
| Telefax              |               |                |

## 2. Angaben und Ansprechpartner Messstellenbetreiber

< Name / Firma >

< Straße, Hausnummer >

< PLZ, Ort >

Marktpartneridentifikationsnummer: < >

### 2.1 Messstellenbetreiberrahmenvertrag Vertragsangelegenheiten

| Ansprechpartner | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|-----------------|---------------|----------------|
|                 |               |                |
| Telefax         |               |                |

### 2.2 Messung operative Abwicklung

| Ansprechpartner | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|-----------------|---------------|----------------|
|                 |               |                |
| Telefax         |               |                |

### 2.3 Messstellenbetrieb operative Abwicklung

| Ansprechpartner | Telefonnummer | E-Mail-Adresse |
|-----------------|---------------|----------------|
|                 |               |                |
| Telefax         |               |                |

### 3. Postfächer zur Marktkommunikation

#### 3.1 Postfächer des Netzbetreibers

| Art des Datenaustausches                | E-Mail-Adresse       |
|---|----------------------|
| Format MSCONS                           | Adresse:<br>Betreff: |
| übriger Datenaustausch gem.<br>Anlage 1 |                      |

#### 3.2 Postfächer des Messstellenbetreibers

| Art des Datenaustausches                | E-Mail-Adresse       |
|---|----------------------|
| Format MSCONS/CONTRL                    | Adresse:<br>Betreff: |
| übriger Datenaustausch gem.<br>Anlage 1 |                      |

### Anlage 3 des Messstellenbetriebsrahmenvertrages Gas zwischen der Open Grid Europe GmbH und der <Messstellenbetreiber>

#### Bestandsliste

Der Messstellenbetriebsrahmenvertrag zwischen der <Messstellenbetreiber> und der Open Grid Europe GmbH gilt für die in dieser Bestandsliste aufgeführten Netzanschlusspunkte (NAP) und Kundenanlagenanschlusspunkte (KAP) mit den jeweiligen Messlokationen.

Der Datenaustausch zwischen dem Messstellenbetreiber und dem Netzbetreiber erfolgt auf Basis der Messlokationen (realen Zählpunktbezeichnungen).

|                                    |  |       |
|------------------------------------|--|-------|
| 1                                  | <b>NAP bzw. KAP (Webname)</b>                        |       |
|                                    | Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)       | - / - |
|                                    | Messlokation(en)<br>(reale Zählpunktbezeichnung(en)) |       |
|                                    |  |       |
|                                    |  |       |
|                                    | Name Messstelle                                      |       |
|                                    | Name / Firma   |       |
|                                    | Straße / Hausnummer                                  |       |
|                                    | PLZ / Ort  |       |
|                                    | Beginn Messstellenbetrieb u. Messung                 |       |
|                                    | Ende Messstellenbetrieb u. Messung                   | - / - |
| 2                                  | <b>NAP bzw. KAP (Webname)</b>                        | - / - |
|                                    | Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)       | - / - |
|                                    | Messlokation(en)<br>(reale Zählpunktbezeichnung(en)) | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    | Name Messstelle                                      | - / - |
|                                    | Name / Firma   | - / - |
|                                    | Straße / Hausnummer                                  | - / - |
|                                    | PLZ / Ort  | - / - |
|                                    | Beginn Messstellenbetrieb u. Messung                 | - / - |
| Ende Messstellenbetrieb u. Messung | - / -  |       |

|                                    |  |       |
|------------------------------------|--|-------|
| 3                                  | <b>NAP bzw. KAP (Webname)</b>                        | - / - |
|                                    | Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)       | - / - |
|                                    | Messlokation(en)<br>(reale Zählpunktbezeichnung(en)) | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    | Name Messstelle                                      | - / - |
|                                    | Name / Firma   | - / - |
|                                    | Straße / Hausnummer                                  | - / - |
|                                    | PLZ / Ort  | - / - |
|                                    | Beginn Messstellenbetrieb u. Messung                 | - / - |
| Ende Messstellenbetrieb u. Messung | - / -  |       |
| 4                                  | <b>NAP bzw. KAP (Webname)</b>                        | - / - |
|                                    | Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)       | - / - |
|                                    | Messlokation(en)<br>(reale Zählpunktbezeichnung(en)) | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    | Name Messstelle                                      | - / - |
|                                    | Name / Firma   | - / - |
|                                    | Straße / Hausnummer                                  | - / - |
|                                    | PLZ / Ort  | - / - |
|                                    | Beginn Messstellenbetrieb u. Messung                 | - / - |
| Ende Messstellenbetrieb u. Messung | - / -  |       |
| 5                                  | <b>NAP bzw. KAP (Webname)</b>                        | - / - |
|                                    | Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)       | - / - |
|                                    | Messlokation(en)<br>(reale Zählpunktbezeichnung(en)) | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    |  | - / - |
|                                    | Name Messstelle                                      | - / - |
|                                    | Name / Firma   | - / - |
|                                    | Straße / Hausnummer                                  | - / - |
|                                    | PLZ / Ort  | - / - |
|                                    | Beginn Messstellenbetrieb u. Messung                 | - / - |
| Ende Messstellenbetrieb u. Messung | - / -  |       |