

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 Unternehmen

ein- 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 Temperaturmesseinrichtungen

vollständig 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 22.06.2018

Veröffentlichung im Internet am 02.07.2018

Es gelten die jeweils aktuellen und im Internet unter www.open-grid-europe.com veröffentlichten Technische Mindestanforderungen (TMA) gemäß § 19 EnWG. Die TMA sind dort als Download verfügbar und werden auf Anfrage von OGE in Papierform zur Verfügung gestellt.

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Vorwort, Begriffsbestimmungen und Geltungsbereich	4
1.1	Vorwort	4
1.2	Begriffsbestimmungen.....	4
1.3	Geltungsbereich	4
2	Netzanschlussbedingungen.....	5
2.1	Allgemeines	5
2.2	Anschlusseinrichtung.....	5
2.3	Anschlussleitung.....	5
3	GDRM-Anlage – Zuständigkeiten und Pflichten.....	6
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.....	7
3.6	Daten und Unterlagen für Energieermittlung, Gasbeschaffenheitsrekonstruktion und 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	9
3.10	Eingriffe in die Anlage.....	9
3.11	Abweichungen von den TMA.....	10
4	GDRM-Anlagen - Planung und Betrieb.....	10
4.1	Grundlegende technische Anforderungen	10
4.1.1	Auslegungsparameter	10
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	16
4.2.2.1	Allgemeines	16
4.2.2.2	Prüfung / Eichung	17
4.2.2.3	Zählerarten	18
4.2.3	Messstreckenaufbau	18
4.2.4	Ermittlung des Normvolumens	18

4.3	Gasbeschaffheitsmessanlagen.....	19
4.3.1	Messtechnische Anforderungen	20
4.3.2	Verfügbarkeit	20
4.4	Messwertregistrierung und Datenfernübertragung	21
4.5	Biogaseinspeisung.....	22
4.5.1	Geltungsbereich	22
4.5.2	Technische Einrichtungen zum Netzanschluss.....	22
4.5.3	Gasbeschaffheit und brenntechnische Daten	22
4.5.3.1	Anforderungen an die Gasbeschaffheit.....	22
4.5.3.2	Grenzwerte der Gasbegleitstoffe.....	22
4.5.4	Gasmessung und Gasabrechnung.....	23
4.5.5	Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik.....	23
4.5.6	Absicherung gegen Störung.....	23
4.6	Wasserstoffeinspeisung	23
5	Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen	23
5.1	Allgemeines	23
5.2	Einbindung der Anschlussleitung	23
5.3	Inbetriebnahme der Messeinrichtungen	24
5.4	Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme.....	24
6	IT-Sicherheit für Fernwirk- und Nachrichtentechnik im Netzgebiet der OGE	25
6.1	Grundlegende Anforderungen	25
6.2	Physische Sicherheit von Gebäuden und Räumen.....	25
6.3	Schutz der Versorgungsinfrastruktur	25
7	Kontaktdaten.....	26
8	Normative Verweisungen.....	27
9	Abkürzungen.....	28
10	Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA.....	29

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 Messstellenbetriebsrahmenvertrags 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 Eigentumsgrenzen 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 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. Speicheranbindungsvertrag 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. Dazu stellt er der OGE folgende Unterlagen in elektronischer Form zur Verfügung:

- 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.

Die Planungsprüfung ersetzt weder die planerische Sorgfaltspflicht zur sicheren und zuverlässigen Auslegung der GDRM-Anlage noch die Abnahmen gegenüber Auftragnehmern und weiteren Dritten. Des Weiteren stellt die Prüfung und Genehmigung der Planungsunterlagen weder die Genehmigung für einen Netzanschluss noch für die Ein- bzw. Ausspeisung von Gasmengen dar.

Der Betreiber informiert OGE rechtzeitig 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 5 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 und Messung 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 und Messung der Open Grid Europe GmbH“ ist auch als Download unter www.open-grid-europe.com verfügbar.

3.5 Zutrittsrecht und Überprüfung

OGE hat das Recht, die GDRM-Anlage 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.

2. Daten für das Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem (GRS)

OGE betreibt im öffentlichen Interesse ein GRS. Dazu benötigt OGE an allen Messlokalen an Ein- und Auspeisestellen 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 aufgrund sporttechnischer Erfordernisse zur Steuerung und Überwachung des Netzes sowie zur Brennermittlung von sämtlichen Netzanschluss- und Netzkopplungspunkten aktuelle Betriebsparameter. Näheres ist hierzu unter Ziffer 4.4 geregelt.

Sämtliche Herstellungs- und Beschaffungskosten für Nachrichten- und Fernwirktechnik (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 Prüfwzwecke 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 beigelegt 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 telefonisch und schriftlich mitzuteilen.

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 telefonisch und schriftlich zu unterrichten.

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. 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. 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

3.11.1 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. Die Regelungen unter Ziffer 3.11.2 bleiben hiervon unberührt.

3.11.2 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 Ziffer 3.11.1 bleiben hiervon unberührt.

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 8 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 6 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 15 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 Abstandshalter, Beschichtung der metallenen Komponenten).

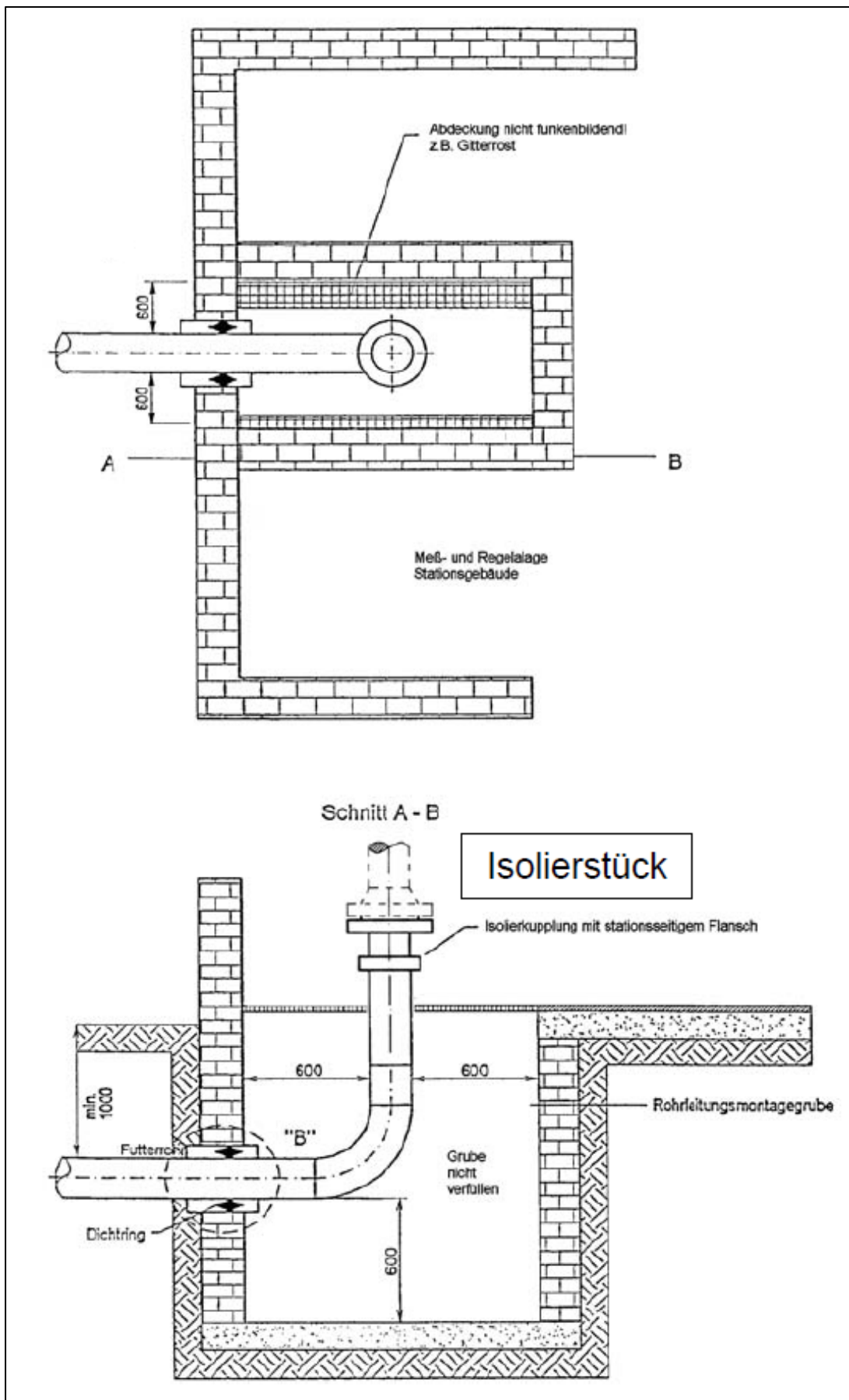


Abbildung 2: Leitungseinführung in GDRM-Anlagen mit Schacht; Anordnung und Lage des Isolierstücks, Verschluss der Wanddurchführungen

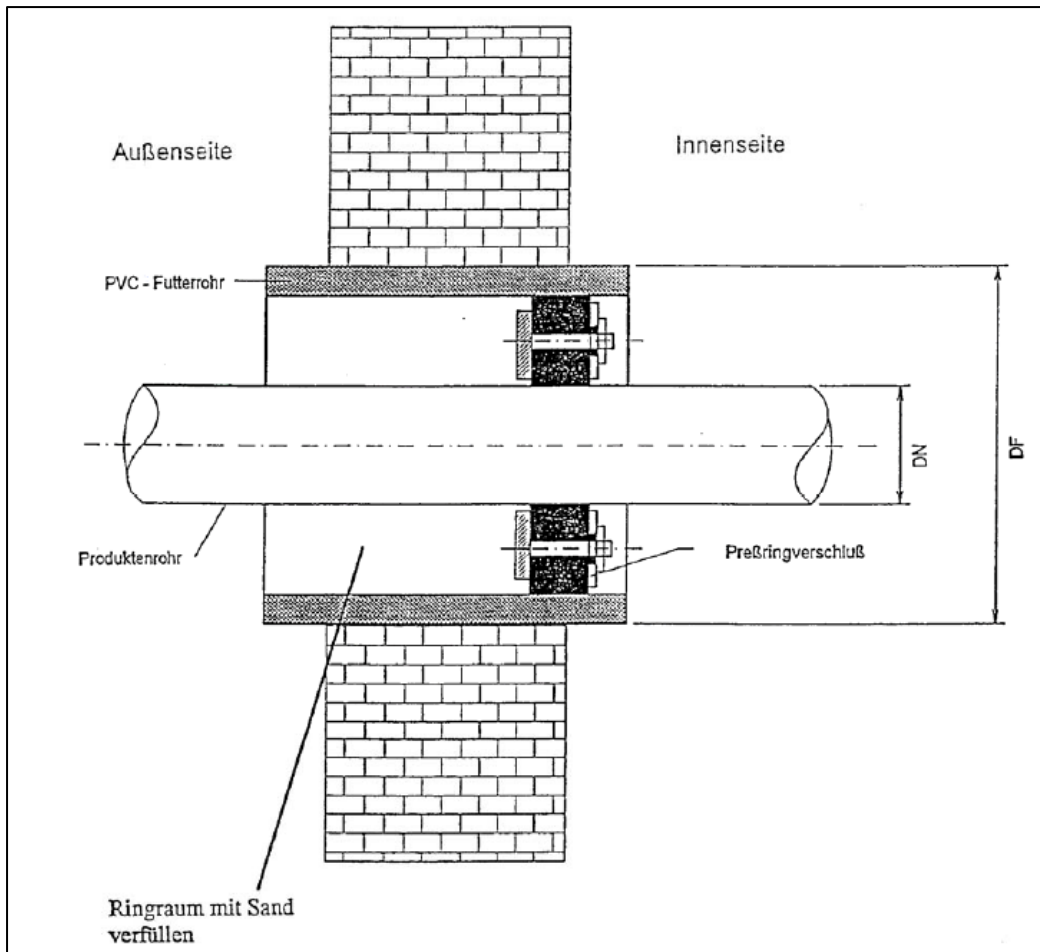


Abbildung 3: Detailansicht der Wanddurchführungen

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 m³/h (Betriebszustand) pro m² Filterfläche und bei Coalescereinsätzen auf 175 m³/h (Betriebszustand) pro m² 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 Sicherheitsabsperrearmaturen 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.

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 Brennermittlung 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 Nachrichtenkanäle als Zubehör der einzelnen Leitungen mitzulegen 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 60 cm x 213 cm (L x B x H) 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 Fläche von 150 cm x 80 cm (H x B) unmittelbar an der Hauseinführung einzuplanen. Weiterhin ist in der Hauseinführung Platz für zwei NT-Kabel (blitzstrombehäftet) vorzusehen.

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) sowie des MsbG zu erfüllen.

Bei Messanlagen ohne Gasbeschaffenheitsmessung liefert der Mengenumwerter (Zustandsmengenumwerter) das Normvolumen in der Einheit m³. 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 $\geq \text{DN } 100$	$Q_t < Q < Q_{\text{max}}$	$\pm 0,5 \%$	$\pm 0,3 \%^2$
Messstrecken mit einem Gaszähler			
Mengenumwerter			$\pm 0,5 \%$
Druckaufnehmer	20 - 100 %		$\pm 0,3 \%$
Temperaturaufnehmer	0 - 30 °C		$\pm 0,3 \text{ °C}$
Messstrecken mit zwei Gaszählern			
Mengenumwerter			$\pm 0,3 \%$
Druckaufnehmer	20 - 100 %		$\pm 0,2 \%$
Temperaturaufnehmer	0 - 30 °C		$\pm 0,2 \text{ °C}$
Dauerreihenschaltung			$\pm 0,5 \%$ Monatsmittelwerte des Normvolumens zwischen Haupt- und Vergleichszähler

Tabelle 1: zulässige Fehlergrenzen bei Inbetriebnahme, Eichung und Betrieb

¹ Alle in dieser TMA genannten Druckgrößen bzw. Druckwerte sind Überdrücke über dem jeweils herrschenden Atmosphärendruck.

² Bei größeren Abweichungen muss eine Stützpunktkorrektur im Mengenumwerter vorgenommen werden.

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 nicht überschritten werden. Die maximalen Nennweiten für Zähler und Messstrecke sind auf eine Nennweite von $DN \leq 500$ 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. 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 G 18 erfüllt wird. Es wird empfohlen Zähler von unterschiedlichen Herstellern zu verwenden. Die Festlegung, welcher Zähler zur Abrechnung dauerhaft verwendet wird, erfolgt in Abstimmung mit OGE.

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. 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 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 Temperaturtaschen 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 °C ist. Eine Bypass-Temperaturregelung wird empfohlen.

4.2.2.3 Zählerarten

Drehkolbengaszähler

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

Turbinenradgaszähler (TRZ)

Die Baulänge der TRZ muss $3 \times DN$ betragen. Es sind Normalläufer nach DIN EN 12261, Tabelle 3 einzusetzen. 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 Einlaulänge von mindestens $5 \times DN$ zu verwenden.

Bei USZ ab Nennweite DN 150 wird folgender Messstreckenaufbau gefordert:

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

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 Anfahrstieben ist unbedingt darauf zu achten, dass sie außerhalb der hier definierten Messstrecken liegen.

4.2.4 Ermittlung des Normvolumens

In den Verfahrensgebieten III und II (nach DVGW-Arbeitsblatt G 685, Anhang B) sind grundsätzlich Zustandsmengenumwerter mit integrierter Messwertregistrierung einzusetzen. Je Zähler ist ein Mengenumwerter einzusetzen. Im Verfahrensgebiet I wird nur ein Messwertregistriergerät benötigt.

Bei Messdrücken $p_m < 4 \text{ bar}$ muss der Mengenumwerter die Kompressibilitätzahl K als Funktion der gemessenen Zustandsgrößen Druck und Temperatur berücksichtigen sowie mit dem Umwertungsverfahren SGERG-88 und den MKV-Parametern (Mittleres Kompressibilitätsverhalten) nach DVGW-Arbeitsblatt G 486 betrieben werden.

Bei Messdrücken $4 \text{ bar} \leq p_m \leq 25 \text{ bar}$ 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 $p_m > 25 \text{ bar}$ ist gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 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 Systeme zur Mengenermittlung sind an eine unterbrechungsfreie Spannungsversorgung von 24 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 den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262

durch OGE verwendet werden.

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

An Einspeisepunkten ist die Messung der Gasbegleitstoffe gemäß den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 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
DVGW G 685	
H _{S,n}	± 0,15 % v.M.
ρ _n	± 0,15 % v.M.
PGC - Einzelkomponenten	0,5 x Eichfehlergrenze
DVGW G 260 / G 262	
Wassertaupunkt ³	± 3 K bzw. 3 mg/m ³
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt ⁴	± 3 K
Gesamtschwefel (rechnerisch)	1 mg/m ³
Schwefel in H ₂ S	0,5 mg/m ³
Schwefel in COS	0,5 mg/m ³
Merkaptanschwefel	0,5 mg/m ³
Sauerstoff	± 2 ppm im Bereich < 10 ppm des MB ansonsten < 10 % v. MB

Tabelle 2: maximal zulässige Messabweichungen in GBM

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.

³ 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.

⁴ 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 mg/m³ 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.

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 Gasbeschaffenhheitsdaten 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)⁵
- Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 485 für Messwertregistrierung und DFÜ
- 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.

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 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 instand halten.

4.5 Biogaseinspeisung

4.5.1 Geltungsbereich

Die nachfolgend beschriebenen technischen Mindestanforderungen gelten am Übergabepunkt des Biogases als Grundlage für die Einspeisung von Gas aus regenerativen Quellen gleichsam als Ergänzung zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik, gesetzlichen Bestimmungen, Normen sowie Richtlinien.

4.5.2 Technische Einrichtungen zum Netzanschluss

Für Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme gilt das DVGW-Arbeitsblatt G 265-1.

Wesentliche Bestandteile des Netzanschlusses ab dem Übergabepunkt des aufbereiteten Biogases sind:

- die Eingangsleitung als Verbindung der Aufbereitungsanlage mit der Einspeiseanlage
- die Gasmengen- und Gasbeschaffenheitsmessung
- die Druckanpassung mittels Verdichter oder Regelanlage
- die Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik
- die Anschlussleitung und Anschlusseinrichtung als Verbindung zum Netz der OGE

Weitere Bestandteile sind im Einzelfall zu spezifizieren.

4.5.3 Gasbeschaffenheit und brenntechnische Daten

4.5.3.1 Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Für die Einspeisung des Biogases in das Netz der OGE muss es dem Wobbeindexbereich (Gruppe H bzw. Gruppe L) des Gas aufnehmenden Netzes und den Anforderungen der DVGW Arbeitsblätter G 260, G 262, G 685 entsprechen und ggf. durch Konditionierung den 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. Das eingespeiste Biogas wird grundsätzlich gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 als Austauschgas deklariert. Die Einhaltung der Grenzwerte ist durch den Anschlussnehmer nachzuweisen.

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 den DVGW Arbeitsblättern G 486 werden die dem Biogas beigemischten Flüssiggasarten Propan und Butan begrenzt.

Die Maximaltemperatur des Biogases vor der Gasbeschaffenheitsmessung und nach der Druckanpassung beträgt 40 °C.

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.

4.5.3.2 Grenzwerte der Gasbegleitstoffe

Der max. Wassergehalt des Biogases am Einspeisepunkt in das Netz der OGE beträgt bei Einspeisung in Erdgasnetze mit einem maximalen Betriebsdruck bis 16 bar 200 mg/Nm³, bei Einspeisung in Hochdrucknetze (über 16 bar) 50 mg/Nm³.

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

4.5.4 Gasmessung und Gasabrechnung

Die Gasmessung und Gasabrechnung erfolgt durch OGE gemäß den Vorgaben des MessEG und des DVGW-Regelwerks.

4.5.5 Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik

OGE benennt die vom Prozess der Biogasaufbereitung online benötigten Prozessdaten. Der Biogasanlagenbetreiber wird diese Daten kostenlos zur Verfügung stellen.

4.5.6 Absicherung gegen Störung

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

4.6 Wasserstoffeinspeisung

Bei der Einspeisung von Wasserstoff 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.

5 Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen

5.1 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 (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).

5.2 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.

5.3 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 Absperrren 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.

5.4 Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme

Die zur Freigabe notwendige Dokumentation umfasst mindestens folgende Nachweise:

Verträge

- Kapazitätsvertrag⁶
- 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 Datenliniencheck⁷
- 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 492⁸
- ggf. Vorabbescheinigung des Sachverständigen für den Leitungsbau und die GDRM-Anlage⁹
- Bescheinigungen über den maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP_d) sowie den betriebsbereiten Zustand des nachgeschalteten Netzes

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

⁶ Die Kapazitätsbuchung erfolgt durch den Transportkunden über das Online-Buchungssystem der OGE. Als Nachweis dient das Vorliegen einer gültigen Buchung für den Netzanschluss- bzw. Netzkopplungspunkt.

⁷ 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.

⁸ Formblatt gem. G 491 Anhang 7: Abnahmebescheinigung sowie Formblatt gem. G 492 Anhang B; Abnahmebescheinigungen – Muster: Bescheinigung des Sachkundigen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 492 über Prüfungen von Gas- Messanlagen gem. Abschnitt 9 des DVGW-Arbeitsblattes G 492

⁹ Bei Anlagen > DP 16.

6 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.

6.1 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.

6.2 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 6.3 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 7).

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 Raumluftkanälen zu verwenden.

6.3 Schutz der Versorgungsinfrastruktur

Gebäude, in denen FWT und NT der OGE untergebracht sind, haben über eine äußere Blitzschutzanlage zu verfügen. 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.

7 **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@open-grid-europe.com

Abstimmung und Planungsprüfung
von GDRM-Anlagen GDRM@open-grid-europe.com

Technische Mengenermittlung und
Maßnahmenberichte Berichte@open-grid-europe.com

Datenfernübertragung Datenmanagement@open-grid-europe.com

Nachrichten- und Fernwirktechnik oge-fernwirkzentrale@open-grid-europe.com

IT-Sicherheit it-sicherheit@open-grid-europe.com

Verträge Netzkopplungen@open-grid-europe.com

8 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 Medienerzeugnisse
DIN 30690-1	Bauteile in Anlagen der Gasversorgung – 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; Deutsche Fassung EN 12261:2002 + A1:2006
DIN EN 14382	Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen - Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar
DIN EN 62305-1	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-1:2011
DIN EN 62305-2	Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-2:2012
DIN EN ISO 12213-2	Erdgas - Berechnung von Realgasfaktoren - Teil 2: Berechnungen basierend auf einer molaren Gasanalyse als Eingangsgröße
DIN EN ISO 18453	Erdgas Beziehung zwischen Wassergehalt und Taupunkt
DVGW-Arbeitsblatt G 260	Gasbeschaffenheit
DVGW-Arbeitsblatt G 262	Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung
DVGW-Arbeitsblatt G 265-1	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze; Teil 1: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme
DVGW-Arbeitsblatt G 485	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)
DVGW-Arbeitsblatt G 486	Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen - Berechnung und Anwendung
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 - Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb
DVGW-Arbeitsblatt G 492	Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar - Planung, Fertigung, 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 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)
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz)
MessEG	Mess- und Eichgesetz

MessEV	Mess- und Eichverordnung
PTB-A 7.64	Messgeräte für Gas Brennungsmessgeräte Ermittlung von Abrechnungsbrennwerten und weiteren Gasbeschaffheitsdaten mittels Zustandsrekonstruktion
PTB Band 30	Messgeräte für Gas - Hochdruckprüfung von Gaszählern
PTB G 18	Messgeräte für Gas; Anforderungen an Dauerreihenschaltung von zwei Ultraschallgaszählern

9 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

10 Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA

Folgende Änderungen wurden gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA (V30 / Stand vom 28.07.2017) vorgenommen:

- a) redaktionelle Anpassungen
- b) Ziffer 4.2: geringere Anforderungen an den Messanlagenaufbau (Dauerreihenschaltung)
- c) Ziffer 4.2.4: Anpassungen aufgrund des neuen DVGW-Arbeitsblattes G 486 „Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen - Berechnung und Anwendung“ (März 2018)

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
Abteilung GCBK		
Telefax		

1.2 Messung operative Abwicklung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail Adresse
Abteilung GDD		
Telefax		

1.3 Messstellenbetrieb operative Abwicklung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail Adresse
Abteilung GDG		
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: Betreff:
übriger Datenaustausch gem. Anlage 1	

3.2 Postfächer des Messstellenbetreibers

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

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

Bestandsliste

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

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

1	NAP bzw. KAP (Webname)	
	virtuelle Zählpunktbezeichnung	
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	
	Name Messstelle	
	Name / Firma	
	Straße / Hausnummer	
	PLZ / Ort	
	Beginn Messstellenbetrieb u. Messung	
	Ende Messstellenbetrieb u. Messung	- / -
2	NAP bzw. KAP (Webname)	- / -
	virtuelle Zählpunktbezeichnung	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	- / -
		- / -
		- / -
		- / -
	Name Messstelle	- / -
	Name / Firma	- / -
	Straße / Hausnummer	- / -
	PLZ / Ort	- / -
	Beginn Messstellenbetrieb u. Messung	- / -
Ende Messstellenbetrieb u. Messung	- / -	

3	NAP bzw. KAP (Webname)	- / -
	virtuelle Zählpunktbezeichnung	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	- / -
		- / -
		- / -
		- / -
	Name Messstelle	- / -
	Name / Firma	- / -
	Straße / Hausnummer	- / -
	PLZ / Ort	- / -
	Beginn Messstellenbetrieb u. Messung	- / -
Ende Messstellenbetrieb u. Messung	- / -	
4	NAP bzw. KAP (Webname)	- / -
	virtuelle Zählpunktbezeichnung	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	- / -
		- / -
		- / -
		- / -
	Name Messstelle	- / -
	Name / Firma	- / -
	Straße / Hausnummer	- / -
	PLZ / Ort	- / -
	Beginn Messstellenbetrieb u. Messung	- / -
Ende Messstellenbetrieb u. Messung	- / -	
5	NAP bzw. KAP (Webname)	- / -
	virtuelle Zählpunktbezeichnung	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	- / -
		- / -
		- / -
		- / -
	Name Messstelle	- / -
	Name / Firma	- / -
	Straße / Hausnummer	- / -
	PLZ / Ort	- / -
	Beginn Messstellenbetrieb u. Messung	- / -
Ende Messstellenbetrieb u. Messung	- / -	