

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 -

Inhaltsverzeichnis

§ 1 Gegenstand des Vertrages	3
§ 2 Anforderungen an die Messstelle	3
§ 3 Voraussetzungen für das Tätigwerden/den Wechsel des Messstellenbetreibers	3
§ 4 Geschäftsprozesse und Datenaustausch zur Abwicklung des Messstellenbetriebs	3
§ 5 Installation der Mess- und Steuerungseinrichtungen bzw. der Messsysteme	4
§ 6 Wechsel des Messstellenbetreibers	4
§ 7 Messstellenbetrieb	5
§ 8 Kontrolle der Messstelle, Störungsbeseitigung und Befundprüfung	7
§ 9 Pflichten des Netzbetreibers	8
§ 10 Erfüllung eichrechtlicher Vorschriften	9
§ 11 Mindestanforderungen des Netzbetreibers	9
§ 12 Datenaustausch und Datenverarbeitung	9
§ 13 Vollmacht	10
§ 14 Haftung	10
§ 15 Vertragslaufzeit und Kündigung	11
§ 16 Übergangs- und Schlussbestimmungen	12
§ 17 Anlagen	13

§ 1 Gegenstand des Vertrages

¹Dieser Vertrag regelt die Rechte und Pflichten zur Durchführung des Messstellenbetriebs einschließlich der mess- und eichrechtskonformen Messung an den Messstellen von Letztverbrauchern zwischen dem Netzbetreiber und einem nicht mit dem Netzbetreiber identischen Messstellenbetreiber, der im Netzgebiet des Netzbetreibers zuständig ist. ²Die in dem vorliegenden Vertrag enthaltenen Regelungen sind in ihrem Anwendungsbereich abschließend. ³Die Vertragspartner sind befugt, in beiderseitigem Einverständnis zu diesem Vertrag ergänzende Regelungen zu treffen, sofern der Netzbetreiber den Abschluss der ergänzenden Regelungen jedem Messstellenbetreiber diskriminierungsfrei anbietet. ⁴Der Abschluss der ergänzenden Regelungen darf nicht zur Bedingung für den Abschluss dieses Vertrages bzw. für die Aufnahme des Messstellenbetriebs gemacht werden. ⁵Eine Messstelle umfasst gemäß § 2 Nr. 11 MsbG sämtliche Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Erhebung, Verarbeitung und Übermittlung von Messdaten an Zählpunkten eines Anschlussnutzers.

§ 2 Anforderungen an die Messstelle

1. Der Messstellenbetreiber bestimmt im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des § 8 Abs. 1 MsbG, und nach Konsultation mit dem Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer Ort, Art, Zahl und Größe von Messeinrichtungen sowie, soweit erforderlich, Steuerungseinrichtungen.
2. Die technischen Einrichtungen der Messstellen dürfen keine unzulässigen Rückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers oder auf Anlagen anderer Anschlussnehmer verursachen.
3. Für die sonstigen Mindestanforderungen an die Messstelle gilt § 11 dieses Vertrages.

§ 3 Voraussetzungen für das Tätigwerden/den Wechsel des Messstellenbetreibers

¹Hat gem. §§ 5, 6 MsbG eine Beauftragung eines Dritten stattgefunden, so hat der neue Messstellenbetreiber die betroffene Messstelle beim Netzbetreiber unverzüglich anzumelden. ²In begründeten Einzelfällen kann der Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber einen Nachweis der Beauftragung verlangen. ³In diesem Fall genügt die Übersendung einer Kopie als elektronisches Dokument an den Netzbetreiber. ⁴Der 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 sowie des Wechsels des Messstellenbetreibers erfolgt unter Anwendung der BDEW/VKU-Anwendungshilfe „Wechselprozesse im Messwesen für die Sparte Gas“ in jeweils geltender Fassung sowie der von der Bundesnetzagentur erlassenen Festlegung Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) in jeweils geltender Fassung. Setzt ein Vertragspartner wesentliche Vorgaben nicht oder nicht hinreichend um, kann der andere Vertragspartner bei Vorliegen der weiteren Voraussetzungen diesen Vertrag gemäß § 15 kündigen.
2. ¹Ist ein elektronischer Datenaustausch zwischen den Vertragspartnern nach Maßgabe der vorgenannten Festlegung bzw. Anwendungshilfe durchzuführen, 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. ²Bei der Auslegung sind auch die von EDI@Energy veröffentlichten Fehlerkorrekturen zu berücksichtigen.

3. Regelungslücken, die sich in Anwendung der unter Absatz 1 genannten Festlegung ergeben, werden die Vertragspartner unter Anwendung der jeweils zu den einzelnen Festlegungen veröffentlichten „Umsetzungsfragen“ schließen, soweit diese mindestens unter Beteiligung von Vertretern der Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Lieferanten erarbeitet wurden und als „konsensual“ eingestuft sind.

§ 5 Installation der Mess- und Steuerungseinrichtungen bzw. der Messsysteme

1. ¹Die Durchführung der Installation hat unter Beachtung der technischen Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb nach § 8 Abs. 2 MsbG oder einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Abs. 2 Nr. 14 MsbG zu erfolgen. ²Für die ordnungsgemäße Errichtung, Erweiterung, Änderung und Instandhaltung der technischen Einrichtungen der Messstelle ist der Messstellenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber verantwortlich.
2. ¹Soweit nicht der Netzbetreiber die nachfolgenden Arbeiten selbst durch eigenes gleichermaßen qualifiziertes Personal durchführt, dürfen die Anlagenbestandteile der Messstelle
 - a. im Bereich des DVGW-Arbeitsblattes G 600 (DVGW-TRGI) nur durch ein in ein Installateurverzeichnis eines Gasnetzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen,
 - b. im Bereich des DVGW-Arbeitsblattes G 492 nur durch ein nach DVGW-Arbeitsblatt G 493-1 bzw. G 493-2 zertifiziertes Unternehmenein- und ausgebaut, geändert, repariert und gewartet werden. ²Im Falle des 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 Messstelle errichten, die dem Messstellenbetreiber die Wahrnehmung seiner vertraglichen Rechte erschweren.

§ 6 Wechsel des Messstellenbetreibers

1. ¹Die Vertragspartner verpflichten sich, beim Übergang des Messstellenbetriebs dem neuen Messstellenbetreiber die zur Messung vorhandenen technischen Einrichtungen, insbesondere
 - die Messeinrichtung,
 - vorhandene Telekommunikationseinrichtungen und
 - Druck- und Temperaturmesseinrichtungenvollständig oder einzelne dieser Einrichtungen, soweit technisch möglich und rechtlich verfügbungsberechtigt, gegen angemessenes Entgelt zum Kauf oder zur Nutzung anzubieten. ²Das Wahlrecht bezüglich der angebotenen Einrichtung(en) obliegt dem neuen Messstellenbetreiber, das Wahlrecht bezüglich der Überlassung durch Kauf oder Nutzung obliegt dem bisherigen Messstellenbetreiber. ³Kommt 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, bzw. das sich anhand des Gesamtgefüges des bisherigen Entgeltes nachvollziehen lässt,

als angemessen.

4. Soweit der neue Messstellenbetreiber von dem Angebot nach Absatz 1 keinen Gebrauch macht, hat der bisherige Messstellenbetreiber, erforderlichenfalls in Zusammenwirken mit dem Netzbetreiber, die vorhandenen technischen Einrichtungen zu einem von dem neuen Messstellenbetreiber zu bestimmenden Zeitpunkt unentgeltlich zu entfernen oder den unentgeltlichen Ausbau der Einrichtungen durch den neuen Messstellenbetreiber zu dulden und gegebenenfalls zu ermöglichen, wenn dieser dafür Sorge trägt, dass die ausgebauten Einrichtungen dem bisherigen Messstellenbetreiber auf dessen Wunsch zur Verfügung gestellt werden.
5. ¹Kommt es zum Ausbau der bisherigen Messeinrichtung bzw. technischen Einrichtungen 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: ²Ist einer der Vertragspartner neuer Messstellenbetreiber im Sinne von Absatz 1 und 2, bewahrt er bis zur unverzüglichen Abholung durch den bisherigen Messstellenbetreiber die von ihm ausgebauten technischen Einrichtungen unentgeltlich auf und sichert diese gegen Beschädigungen und den unberechtigten Zugriff Dritter. ³Hierbei hat sie für die Sorgfalt einzustehen, welche er in eigenen Angelegenheiten anzuwenden pflegt. ⁴Ist eine der Vertragspartner 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. ⁵Holt der bisherige 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. ⁶Dabei sind die Grundsätze der effizienten Leistungserbringung zu beachten.
6. 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 Messstelle erschienen ist, verpflichtet sich der neue Messstellenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber, dem alten Messstellenbetreiber die hierdurch entstandenen Kosten zu ersetzen.

§ 7 Messstellenbetrieb

1. Der Messstellenbetreiber hat die Aufgaben den Messstellenbetrieb nach näherer Maßgabe des § 3 Abs. 2 MsbG durchzuführen, soweit nicht eine anderweitige Aufgabenzuweisung durch Gesetz, Rechtsverordnung oder behördliche Festlegung ausgesprochen ist.

2. ¹Der Messstellenbetreiber sichert (z. B. durch Plombierung) die Messeinrichtungen in angemessener Weise gegen unberechtigte Energieentnahme. ²Die Sicherungsvorrichtungen müssen dem Messstellenbetreiber oder dem von ihm beauftragten Unternehmen in einer für den Netzbetreiber erkennbaren Weise eindeutig zuordenbar sein. ³Mit Einverständnis des Messstellenbetreibers darf der Netzbetreiber die entsprechenden Sicherungsmaßnahmen auch selbst vornehmen. ⁴Er 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. ¹Vor Arbeiten an der Messstelle, die erkennbar Auswirkungen auf den Netzbetrieb oder auf netzgesteuerte Kundenanlagen haben können, ist das Einverständnis des Netzbetreibers einzuholen. ²Der Netzbetreiber hat unverzüglich, spätestens aber am dritten Werktag nach Information durch den Messstellenbetreiber, mitzuteilen, ob zwingende technische Gründe der Durchführung der Arbeiten entgegenstehen. ³Andernfalls gilt das Einverständnis des Netzbetreibers als erteilt.
5. ¹Hat 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 Messstelle erforderlich, so gilt: ²Der Netzbetreiber hat den Messstellenbetreiber mit einer Vorlaufzeit von drei Werktagen über Erforderlichkeit, Umfang und Zeitpunkt der Einwirkung zu informieren. ³Der Messstellenbetreiber hat dem Netzbetreiber innerhalb der drei Werktage eine Rückmeldung zu geben, ob er der Vorgehensweise durch den Netzbetreiber zustimmt. ⁴Die Zustimmung des Messstellenbetreibers kann auch generell im Voraus erteilt werden. ⁵Erteilt der Messstellenbetreiber die Zustimmung nicht, so ist er verpflichtet, zur Unterstützung der vom Netzbetreiber durchzuführenden Unterbrechung die seinerseits erforderliche Mitwirkung zu leisten. ⁶Leistet der Messstellenbetreiber zum angegebenen Zeitpunkt die erforderliche Mitwirkung nicht, so ist der Netzbetreiber seinerseits berechtigt, die erforderlichen Handlungen auch ohne den Messstellenbetreiber vorzunehmen. ⁷Nach Abschluss der Arbeiten hat der Netzbetreiber unverzüglich den Ausgangszustand in Bezug auf die technischen Einrichtungen der Messstelle wieder herzustellen. ⁸Bestanden die Arbeiten in einer Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, so ist der Ausgangszustand spätestens bei Aufhebung der Unterbrechung wieder herzustellen.
6. ¹Bei 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 Messstelle des Messstellenbetreibers einzuwirken. ²Er hat den Messstellenbetreiber in diesem Fall unverzüglich im Nachgang über Art, Umfang und Dauer der vorgenommenen Arbeiten zu informieren. ³Nach Abschluss der Arbeiten hat der Netzbetreiber unverzüglich den Ausgangszustand in Bezug auf die technischen Einrichtungen der Messstelle wieder herzustellen. ⁴Bestanden die Arbeiten in einer Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, so ist der Ausgangszustand spätestens bei Aufhebung der Unterbrechung wieder herzustellen.

7. ¹Der Messstellenbetreiber darf Unterbrechungen des Anschlusses oder der Anschlussnutzung, die der Netzbetreiber veranlasst hat, nicht ohne Zustimmung des Netzbetreibers wieder aufheben. ²Der vorstehende Satz gilt auch im Rahmen der Durchführung des Messstellenbetreiberwechsels.
8. ¹Im Falle des Wechsels des bisherigen Anschlussnutzers oder Anschlussnehmers ist der Messstellenbetreiber 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. ²Der Dritte hat Anspruch auf ein vom grundzuständigen Messstellenbetreiber zu entrichtendes angemessenes Entgelt. ³In anderen Fällen als dem Wechsel des Anschlussnutzers bzw. Anschlussnehmers, in denen die Messstelle 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. ⁴Bei Beurteilung der Angemessenheit der Entgelte sind die verbauten technischen Einrichtungen an der Messstelle maßgeblich. ⁵Kommt es im Rahmen des Wechsels der Zuständigkeit des Messstellenbetreibers für eine Messstelle 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. ¹Der Messstellenbetreiber übermittelt dem Netzbetreiber die zur Verwaltung der Messstellen erforderlichen Informationen über die Messstelle. ²Diese Übermittlung hat, soweit möglich, im Wege der elektronischen Datenkommunikation zu erfolgen.
10. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, bei Zweifeln an der Richtigkeit der Messwerte die Durchführung einer Kontrollablesung durch den Messstellenbetreiber zu verlangen. ²Die Kosten hierfür trägt der Netzbetreiber, sofern die Messwerte des Messstellenbetreibers richtig sind. ³Andernfalls trägt der Messstellenbetreiber die Kosten dieser Ablesung.
11. Messwerte können für die Aufteilung einer Energiemenge auf mehrere Teilzeiträume vor dem Hintergrund einer Änderung der Netzentgelte, Abgaben oder Umlagen rechnerisch abgegrenzt werden, soweit entsprechende Messwerte nicht vorliegen.
12. Der Messstellenbetreiber unternimmt alle zumutbaren Anstrengungen, um Störungen, wie z.B. auch wiederkehrende Messwertausfälle, oder Unterbrechungen des Messstellenbetriebs unverzüglich zu beheben.

§ 8 Kontrolle der Messstelle, Störungsbeseitigung und Befundprüfung

1. ¹Der Messstellenbetreiber hat eine Störungsannahme vorzuhalten. ²Liegen Anhaltspunkte für Störungen (z.B. Fehlfunktion, Verlust, Beschädigungen, Manipulationen oder Manipulationsversuche) der Messstelle vor, führt der Messstellenbetreiber nach eigener Kenntnisnahme oder nach Aufforderung durch den Netzbetreiber unverzüglich eine Kontrolle der Messstelle durch und beseitigt erforderlichenfalls die Störung. ³Erfolgt 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. ⁴Erfolgt 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. ⁵Bei 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 Hauptabsperreinrichtung zu schließen, damit die Gaszufuhr unterbrochen wird und Gefahren abgewendet werden.

2. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, jederzeit die Nachprüfung der eichrechtlich relevanten Bestandteile der Messstelle durch eine Befundprüfung nach §§ 33 ff. Mess- und Eichverordnung oder einer Nachfolgevorschrift durch eine Eichbehörde oder eine staatlich anerkannte Prüfstelle im Sinne des Mess- und Eichgesetzes (MessEG) zu verlangen. ²Stellt der Netzbetreiber den Antrag auf Nachprüfung nicht beim Messstellenbetreiber, so hat er diesen zugleich mit der Antragstellung zu benachrichtigen. ³Beantragt der Netzbetreiber eine solche Befundprüfung, ist der Messstellenbetreiber zum Wechsel der Geräte, zur Übergabe der ausgebauten Einrichtung an die Eichbehörde oder Prüfstelle und zur Unterrichtung des Netzbetreibers verpflichtet. ⁴Ergibt die Befundprüfung, dass das betroffene Gerät 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. ¹Bekannt gewordene Störungen sowie die Ergebnisse der Maßnahmen zur Störungsbeseitigung oder einer Befundprüfung sind dem Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber unverzüglich in Textform mitzuteilen. ²Erhält 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. ¹Der Netzbetreiber ist für die Vergabe der eindeutigen Identifikationsnummer für die Messlokation zuständig. ²Diese erfolgt nach den Vorgaben des DVGW –Arbeitsblattes G 2000 in der jeweils geltenden Fassung.
2. ¹Soweit durch Gesetz, Rechtsverordnung oder behördliche Festlegung aus-gesprochen, hat der Netzbetreiber abweichend von § 3 Abs. 2 MsbG auch die Aufgabe, eine Messwertaufbereitung und -verteilung vorzunehmen. ²Der Messstellenbetreiber wird ihn hierzu durch Bereitstellung etwa erforderlicher Zusatzangaben zur Messstelle unterstützen.
3. Der Netzbetreiber verpflichtet sich zur unverzüglichen Übergabe aller für die Realisierung des Messstellenbetriebs erforderlichen Informationen (z. B. Identifikationsnummern, Ausgestaltung der Messstelle, Tarifschalt- und Unterbrechungszeiten).
4. ¹Führt der Netzbetreiber erforderliche Maßnahmen in seinen Anlagen durch, die erkennbar Auswirkungen auf die Wirkungsweise der Messstelle (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. ²Ansonsten ist die Information unverzüglich nachzuholen.
5. Stellt der Netzbetreiber den Verlust, Beschädigungen oder Störungen der technischen Einrichtungen der Messstelle 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

¹Der 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. ²Mit Vertragsschluss bestätigt der Messstellenbetreiber im Sinne des § 33 Abs. 2 MessEG, dass er als Messgeräteverwender seine ihm hiernach obliegenden Verpflichtungen erfüllt.

§ 11 Mindestanforderungen des Netzbetreibers

1. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, im Rahmen des § 8 Abs. 2 MsbG sachlich gerechtfertigte, transparente und nichtdiskriminierende technische Mindestanforderungen an die in seinem Netzgebiet verwendeten Mess- und Steuereinrichtungen vorzugeben. ²Die technischen Mindestanforderungen sind auf der Internetseite des Netzbetreibers zu veröffentlichen
2. ¹Sofern auf eine Messstelle 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 Messstelle an die anderweitigen Mindestanforderungen zu verlangen. ²Erfolgt keine Anpassung an die anzuwendenden Mindestanforderungen, ist der Netzbetreiber berechtigt, den Vertrag über den Messstellenbetrieb für diese Messstelle bei einer wesentlichen Abweichung von den Mindestanforderungen zu beenden.
3. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, die Mindestanforderungen gemäß § 8 Abs. 2 MsbG bei Bedarf anzupassen. ²Über 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.

§ 12 Datenaustausch und Datenverarbeitung

1. Der Datenaustausch zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber in Bezug auf den Messstellenbetrieb erfolgt in den in der BDEW/VKU-Anwendungshilfe „Wechselprozesse im Messwesen für die Sparte Gas“ und in der Festlegung GeLi Gas vorgesehenen Prozessen und Fristen und von der EDI@Energy bereitgestellten Nachrichtenformaten.
2. Die Vertragspartner sichern zu, dass sie sämtlichen Pflichten, insbesondere ihren Informationspflichten, nach den einschlägigen datenschutzrechtlichen Bestimmungen nachkommen.
3. ¹Die Vertragspartner benennen ihre Ansprechpartner und deren jeweilige Erreichbarkeit durch beiderseitigen Austausch. ²Die jeweilige Erreichbarkeit innerhalb der üblichen Geschäftszeiten ist sicherzustellen. ³Änderungen sind in Textform unverzüglich mitzuteilen.
4. ¹Die Vertragspartner werden die im Zusammenhang mit der Durchführung dieses Vertrages erhobenen, übermittelten oder zugänglich gemachten personenbezogenen Daten vertraulich behandeln. ²Die Daten werden zwischen den beiden Vertragspartnern auf eine Art und Weise ausgetauscht, die einen wirksamen Schutz vor dem Zugriff Dritter sicherstellt. ³Dies gilt

namentlich hinsichtlich der Beachtung von § 6a EnWG und der datenschutzrechtlichen Bestimmungen. ⁴Die 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. ⁵Diese Regelungen schließen eine Weitergabe an Behörden und Gerichte im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben nicht aus.

5. ¹Die technischen Einzelheiten für den Datenaustausch zwischen den Vertragspartnern sind in der Vereinbarung über den elektronischen Datenaustausch (EDI) geregelt, die diesem Vertrag als Anlage beiliegt und gemäß § 17 Vertragsbestandteil ist. ²Diese Vereinbarung dient auch der Erfüllung der Voraussetzungen des § 14 Abs. 3 Nr. 2 Umsatzsteuergesetz (UStG).

§ 13 Vollmacht

¹Tritt der Messstellenbetreiber in Vollmacht eines Dritten gegenüber dem Netzbetreiber auf, so sichert er diesem das Vorliegen einer erforderlichen Bevollmächtigung zu. ²Der Messstellenbetreiber stellt den Netzbetreiber von Haftungsansprüchen Dritter frei, die daraus resultieren, dass zugesicherte Vollmachten tatsächlich nicht oder nicht rechtswirksam vorliegen. ³Der Netzbetreiber behält sich vor, in begründeten Einzelfällen die Vorlage der Vollmacht zu verlangen. ⁴In einem solchen Fall genügt hierzu in der Regel die Übersendung einer Kopie der Vollmachtsurkunde als elektronisches Dokument.

§ 14 Haftung

1. ¹Der Messstellenbetreiber haftet für Sach- und Vermögensschäden, die dem Netzbetreiber durch die vom Messstellenbetreiber zu vertretende Unterbrechung oder Unregelmäßigkeiten des Messstellenbetriebs entstehen entsprechend den besonderen Haftungsbestimmungen des § 18 NDAV. ²Für sonstige Schäden, die durch die technischen Einrichtungen der Messstelle 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. ¹Der Netzbetreiber haftet gegenüber dem Messstellenbetreiber für Schäden durch Unterbrechung oder Unregelmäßigkeiten der Energieversorgung entsprechend den besonderen Haftungsbestimmungen des § 18 NDAV. ²Die gesetzliche Haftung bleibt im Übrigen unberührt.
4. ¹Im Übrigen haften die Vertragspartner einander für Sach- und Vermögensschäden, die aus einer schuldhaften Verletzung wesentlicher Vertragspflichten herrühren. ²Die Haftung ist im Fall leicht fahrlässigen Verschuldens auf vertragstypische, vorhersehbare Schäden begrenzt. ³Im Fall der Verletzung nicht wesentlicher Vertragspflichten haften die Vertragspartner einander nur für vorsätzliches und grob fahrlässiges Handeln, wobei die Haftung für grob fahrlässig verursachte Sach- und Vermögensschäden auf den vertragstypischen, vorhersehbaren Schaden begrenzt ist.

- a. Unter wesentlichen Vertragspflichten werden hier die Verpflichtungen verstanden, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertraut und vertrauen darf.
 - b. Vertragstypische, vorhersehbare Schäden sind solche, die der Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung der verkehrsüblichen Sorgfalt hätte voraussehen müssen.
5. Die Vertragspartner haften einander für Schäden aus der schuldhaften Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.
 6. Eine Haftung der Vertragspartner nach zwingenden Vorschriften des Haftpflichtgesetzes und anderen Rechtsvorschriften bleibt unberührt.
 7. Die Abs. 1 bis 6 gelten auch zugunsten der gesetzlichen Vertreter, Arbeitnehmer sowie der Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen der Vertragspartner, soweit diese für den jeweiligen Vertragspartner Anwendung finden.

§ 15 Vertragslaufzeit und Kündigung

1. ¹Der Rahmenvertrag tritt am **01.10.2026** in Kraft und läuft auf unbestimmte Zeit. ²Spätestens am Kalendertag nach der formgerechten Meldung und Zuordnung einer Messstelle gilt diese als in den Vertrag aufgenommen. ³Er kann vom Messstellenbetreiber mit einer Frist von drei Monaten auf das Ende eines Kalendermonats in Textform gekündigt werden.
2. Der Netzbetreiber kann diesen Vertrag mit einer Frist von drei Monaten zum Ende eines Kalendermonats kündigen, soweit eine Pflicht zum Messstellenbetrieb auf der Grundlage des MsbG oder anderer Rechtsvorschriften nicht oder nicht mehr besteht oder gleichzeitig mit der Kündigung der Abschluss eines neuen Messstellenbetriebrahmenvertrages angeboten wird, der den Anforderungen des MsbG und anderer Rechtsvorschriften entspricht.
3. ¹Beide Vertragspartner können diesen Vertrag fristlos, d. h. ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist, aus wichtigem Grund in Textform kündigen. ²Ein wichtiger Grund liegt vor, wenn dem kündigenden Teil unter Berücksichtigung aller Umstände des Einzelfalls und unter Abwägung der beiderseitigen Interessen die Fortsetzung des Vertragsverhältnisses bis zum Ablauf einer Kündigungsfrist nicht zugemutet werden kann. ³Er liegt insbesondere dann vor, wenn innerhalb von sechs Monaten ab Abmahnung wiederholt trotz dieser schwerwiegend gegen wesentliche Bestimmungen dieses Vertrages verstoßen wird.
4. ¹Besteht der wichtige Grund in der Verletzung einer Pflicht aus dem Vertrag, ist die Kündigung erst nach erfolglosem Ablauf einer zur Abhilfe bestimmten Frist oder nach erfolgloser Abmahnung zulässig. ²Die Abmahnung bzw. Abhilfefrist hat in Textform und unter Androhung der Kündigung zu erfolgen. ³Ein mehrfacher identischer Pflichtverstoß gilt bis zur Abmahnung bzw. Abhilfefrist als ein Pflichtverstoß. ⁴Die Bestimmung einer Frist zur Abhilfe und eine Abmahnung sind entbehrlich, wenn besondere Umstände vorliegen, die unter Abwägung der beiderseitigen Interessen die sofortige Kündigung rechtfertigen. ⁵Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn das Vertrauensverhältnis so schwerwiegend gestört ist, dass eine sofortige Beendigung des Vertrages gerechtfertigt erscheint oder der Vertragspartner die Leistung ernsthaft und endgültig verweigert.
5. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, die fristlose Kündigung auf einzelne Messstellen zu beschränken. ²Eine fristlose Kündigung des gesamten Vertrages aus wichtigem Grund kommt nur in Betracht, sofern als milderer Mittel die Begrenzung der Kündigung auf einzelne

Messstellen zuvor erfolglos war oder von vornherein ungeeignet wäre und ein Verstoß im Hinblick auf mindestens 10 % aller vom Messstellenbetreiber im Netzgebiet des Netzbetreibers zu verantwortenden Messstellen vorliegt. ³In der Androhung ist mitzuteilen, ob sich die Kündigung auf eine einzelne Messstelle oder den gesamten Vertrag bezieht.

6. Der Netzbetreiber hat die fristlose Kündigung unverzüglich in Textform der Regulierungsbehörde mitzuteilen.
7. ¹Die Aufgabe des Messstellenbetriebs durch den Messstellenbetreiber führt ungeachtet etwaiger nebenvertraglicher oder zur Abwicklung des Messstellenbetreiber-Wechsels fortzusetzender Pflichten zur Beendigung dieses Vertrages. ²Der Messstellenbetreiber hat dem Netzbetreiber die Aufgabe des Messstellenbetriebs in Textform mit angemessenem Vorlauf vorab mitzuteilen.

§ 16 Übergangs- und Schlussbestimmungen

1. ¹Rechte und Pflichten aus diesem Vertrag können mit Zustimmung des jeweils anderen Vertragspartners auf einen Dritten übertragen werden. ²Die Zustimmung darf nur verweigert werden, sofern die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des eintretenden Dritten nicht gewährleistet ist. ³Die Zustimmung gilt als erteilt, wenn die andere Vertragspartei nicht innerhalb von sechs Wochen nach der Mitteilung über die Übertragung der Rechte und Pflichten widerspricht. ⁴Die Mitteilung und der Widerspruch nach Satz 3 sind jeweils in Textform gegenüber dem anderen Vertragspartner zu erklären. ⁵Im 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. ⁶Eine Zustimmung ist auch dann nicht erforderlich, wenn es sich bei dem Rechtsnachfolger um ein verbundenes Unternehmen i. S. d. §§ 15 ff. AktG handelt. ⁷In diesen Fällen bedarf es lediglich der Mitteilung in Textform an den anderen Vertragspartner.
2. ¹Gibt der Netzbetreiber sein Netz oder einen Teil seines Netzes an einen anderen Netzbetreiber ab, informiert er den Messstellenbetreiber unverzüglich über die Netzabgabe und die Einzelheiten der Abwicklung. ²Übernimmt der Netzbetreiber ein Netzgebiet, werden die Messstellen des Messstellenbetreibers in diesem Netzgebiet ab Übernahme des Netzes durch den Netzbetreiber im Rahmen dieses Vertrages abgewickelt. ³Der Netzbetreiber informiert den Messstellenbetreiber über die Netzübernahme und die Einzelheiten der Abwicklung mit einer Frist von mindestens dreieinhalb Monaten vor Wirksamwerden der Netzübernahme.
3. ¹Sollten einzelne Bestimmungen des Vertrags unwirksam oder undurchführbar sein oder werden, so bleibt der Vertrag im Übrigen unberührt. ²Die Vertragspartner 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. ³Zur Schließung von Regelungslücken sind die Vertragsgrundlagen nach § 1 Abs. 1 dieses Vertrages heranzuziehen. ⁴Die 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. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, diesen Vertrag mit sofortiger Wirkung zu ändern, sofern eine Änderung erforderlich ist, um einschlägigen Gesetzen oder Rechtsverordnungen, und / oder rechtsverbindlichen Vorgaben nationaler oder internationaler Gerichte und Behörden, insbesondere Festlegungen und dazu ergangene Mitteilungen der Bundesnetzagentur, und / oder allgemein anerkannten Regeln der Technik zu entsprechen. ²In diesem Fall hat der Netzbetreiber den Messstellenbetreiber unverzüglich hiervon in Kenntnis zu setzen. ³Ergeben sich für den Messstellenbetreiber durch die Änderung im Hinblick auf seinen Vertrag wesentliche wirtschaftliche Nachteile, so ist er berechtigt, den Vertrag zum Ende des Monats, der auf den Wirksamkeitszeitpunkt folgt, mit einer Kündigungsfrist von 15 Werktagen zu kündigen. ⁴Eine Entschädigung ist dabei ausgeschlossen.
6. ¹Der Netzbetreiber ist berechtigt, diesen Vertrag in anderen Fällen als [vorhergehende Ziffer] für die Zukunft zu ändern. ²Der Netzbetreiber informiert den Messstellenbetreiber vorab, 2 Monate vor dem Wirksamkeitszeitpunkt, über die geänderten Bedingungen dieses Vertrages in Textform und veröffentlicht die geänderten Bedingungen dieses Vertrages auf seiner Internetseite. ³In begründeten Fällen kann der Netzbetreiber von der in Satz 2 genannten Frist abweichen. ⁴Die Änderung der Bedingungen dieses Vertrages gilt durch den Messstellenbetreiber als angenommen, sofern dieser nicht binnen 30 Werktagen ab Zugang der Information der Änderung widerspricht. ⁵Soweit ein Widerspruch erfolgt ist, gelten die bisherigen Geschäftsbedingungen dieses Vertrages. ⁶Für den Widerspruch ist die Textform ausreichend. ⁷Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Messstellenbetreiber auf den Beginn der Widerspruchsfrist und auf die Wirkung des nicht ausgeübten Widerspruchs als Annahme der geänderten Bedingungen dieses Vertrages hinzuweisen.
7. 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.
8. ¹Ist der Netzbetreiber ein Kaufmann, eine juristische Person des öffentlichen Rechts, öffentlich-rechtliches Sondervermögen oder hat keinen allgemeinen Gerichtsstand in der Bundesrepublik Deutschland, ist im Fall von Streitigkeiten das Gericht zuständig, bei dem der Netzbetreiber seinen allgemeinen Gerichtsstand hat. ²Sofern der Netzbetreiber keinen allgemeinen Gerichtsstand in der Bundesrepublik Deutschland hat, ist der Gerichtsstand am Sitz der für ihn zuständigen Regulierungsbehörde.
9. Mit Vertragsbeginn werden bis zu diesem Zeitpunkt zwischen den Vertragspartner bestehende Vereinbarungen über den Messstellenbetrieb unwirksam.
10. ¹Änderungen oder Ergänzungen des Vertrages bedürfen zu ihrer Wirksamkeit der Textform. ²Gleiches gilt für die Änderung dieser Klausel.

§ 17 Anlagen

Die nachfolgend genannten Anlagen ist Bestandteil des Vertrages:

- Anlage 1: Technische Mindestanforderungen an Netzanschlüsse und Gas-Druckregel- und -Messanlagen am Gasnetz der Open Grid Europe GmbH
- Anlage 2: Ansprechpartner und Erreichbarkeit
- Anlage 3: Bestandsliste
- Anlage 4: Vereinbarung über den elektronischen Datenaustausch (EDI)

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

Technische Mindestanforderungen

an

Netzanschlüsse

und

Gas-Druckregel- und -Messanlagen

am Gasnetz der Open Grid Europe GmbH

gemäß § 19 Energiewirtschaftsgesetz

Stand vom 10.09.2026

Veröffentlichung im Internet am 28.09.2026

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

Inhaltsverzeichnis

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-Anlagen – Zuständigkeiten und Pflichten	7
3.1	Beschaffung, Instandhaltung und Änderungen sowie Kostentragung	7
3.2	Qualitätssicherung	7
3.2.1	Abstimmung der Planungsunterlagen	7
3.2.2	Prüfungen durch den Sachverständigen am Aufstellungsort	8
3.3	Betrieb und Instandhaltung	8
3.4	Messstellenbetrieb	8
3.5	Zutrittsrecht und Überprüfung	9
3.6	Daten und Unterlagen für Energieermittlung, Gasbeschaffenheitsrekonstruktion und Netzsteuerung	9
3.7	Leitungen und Anlagen im Eigentum der OGE	10
3.8	Verfahren bei Störungen, Messabweichungen und Mengenkorrekturen	10
3.9	Wiederherstellung der einwandfreien Funktion und Arbeitsweise	11
3.10	Eingriffe in die Anlage	11
3.11	Abweichungen von den TMA	12
4	GDRM-Anlagen - Planung und Betrieb	12
4.1	Grundlegende technische Anforderungen	12
4.1.1	Auslegungsparameter	12
4.1.2	Unterbringung	12
4.1.3	Absperrung des Gasflusses außerhalb der GDRM-Anlage	12
4.1.4	Anschlussleitung / Eingang Isolierverbindungen	13
4.1.5	Absperrarmaturen	15
4.1.6	Filter und Abscheider	15
4.1.7	Erdgasvorwärmung	16
4.1.8	Sicherheitseinrichtungen	16
4.1.9	Odoriereinrichtung	16
4.1.10	Fernwirk- und Nachrichtentechnik	16
4.2	Messanlagen	17
4.2.1	Aufbau von Messanlagen	19

4.2.2	Gaszähler	20
4.2.2.1	Allgemeines	20
4.2.2.2	Prüfung / Eichung	20
4.2.2.3	Zählerarten	21
4.2.3	Messstreckenaufbau	21
4.2.4	Ermittlung des Normvolumens	22
4.3	Gasbeschaffenheitsmessenanlagen	23
4.3.1	Messtechnische Anforderungen	24
4.3.2	Verfügbarkeit	25
4.4	Messwertregistrierung und Datenfernübertragung	25
5	Anforderungen an Einspeisepunkten am Netz der OGE	27
5.1	Technische Anforderungen an das zu übergebende Gas	27
5.1.1	Gasbeschaffenheit	27
5.1.2	Temperatur und Druck	27
5.2	Spezifische technische Anforderungen an Einspeiseanlagen	27
5.2.1	LNG-Anlagen	27
5.2.2	Biogas-Anschluss	27
5.2.2.1	Besondere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit	28
5.2.2.2	Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik	28
5.2.2.3	Absicherung gegen Störung	28
5.2.3	Wasserstoffeinspeisung	29
6	Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen	29
6.1	Allgemeines	29
6.2	Einbindung der Anschlussleitung	29
6.3	Inbetriebnahme der Messeinrichtungen	29
6.4	Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme	30
7	IT-/OT-Sicherheit für Fernwirk- und Nachrichtentechnik im Netzgebiet der OGE	31
7.1	Grundlegende Anforderungen	31
7.2	Physische Sicherheit von Gebäuden und Räumen	31
7.3	Schutz der Versorgungsinfrastruktur	32
8	Kontaktdaten	32
9	Normative Verweisungen	33
10	Abkürzungen	34
11	Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA	35

1 Vorwort, Begriffsbestimmungen und Geltungsbereich

1.1 Vorwort

Die „Technischen Mindestanforderungen an Netzanschlüsse und Gas-Druckregel- und –Messanlagen am Gasnetz 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 Gasnetz der Open Grid Europe GmbH (OGE), das mit Gas der 2. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 betrieben wird. Die Regelungen des zwischen einem Anschlussnehmer und OGE abgeschlossenen Speicheranbindungs-, Netzanschluss-, Netzkopplungs-, Anschlussnutzungs- oder Messstellenbetreiber-rahmenvertrags 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. 65 bzw. 66 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

Kundenanlagennutzer

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 Kundenanlagennutzer sind erforderlichenfalls entsprechend technisch anzupassen. Diese Anpassung an die TMA kann ruhen, solange

- a) eine eichrechtskonforme 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.

Gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 685-7 „Gasabrechnung – Differenzwertbildung“ sind neue Messlokationen mit eichpflichtiger Messtechnik auszustatten. Eine Differenzwertbildung ist nicht erlaubt.

Im Fall der Leistungsabrechnung an Netzkopplungspunkten ist eine Differenzwertbildung zu vermeiden.

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 Instandhaltung des für den Anschlussnehmer vorgehaltenen Anschlusses vom Anschlussnehmer zu erstatten. In begründeten Fällen kann die Beseitigung des Anschlusses und Herstellung des ursprünglichen Zustandes auf Kosten des Anschlussnehmers verlangt werden.

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

2.2 Anschlusseinrichtung

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

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

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

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

2.3 Anschlussleitung

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

- Die genaue Lage, der Einbau, die technische Ausführung, sowie die Inbetriebnahme der Anschlussleitung sind mit OGE abzustimmen. Insbesondere ist eine Entnahme von Gas zwischen Anschlusseinrichtung und der GDRM-Anlage nicht zulässig.

- Die Druckstufe der Anschlussleitung muss mindestens der Druckstufe des vorgelagerten Gasversorgungsnetzes entsprechen, mindestens jedoch in der Druckstufe DP 16 ausgeführt sein.
- Anschlussleitungen sind in der Regel in der Nennweite DN 100 oder größer zu errichten.
- Der Abstand der Anschlusseinrichtung bis zur GDRM-Anlage muss mindestens 25 m (Luftlinie) betragen.
- Die Länge der Anschlussleitung darf höchstens 200 m betragen.
- Der Bau der Anschlussleitung kann an ein zugelassenes Fachunternehmen vergeben werden. Es besteht zudem die Möglichkeit, OGE mit dem Bau der Anschlussleitung zu beauftragen.
- Die Anschlussleitung und die GDRM-Anlage sind so zu errichten, dass der kathodische Korrosionsschutz der Anschlussleitung überall gewährleistet ist. Die Anschlussleitung endet mit einer Isoliertrennstelle.

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

3 GDRM-Anlagen – Zuständigkeiten und Pflichten

3.1 Beschaffung, Instandhaltung und Änderungen sowie Kostentragung

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

3.2 Qualitätssicherung

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

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

3.2.1 Abstimmung der Planungsunterlagen

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

- Fließschema
- Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema (R&I Schema)
- Lageplan
- Rohrleitungsplan
- Schema zur Messtechnik (DVGW-Arbeitsblatt G 485 „Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)“)
- Spezifikation und Datenblätter der Gaszähler, Mengenumwerter, Datenfernübertragung und Gasbeschaffenheitsmessung (soweit vorhanden)
- Liste der zur OGE zu übertragenden Signale (Signalliste)

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

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

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

Die Planungsprüfung

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

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

3.2.2 Prüfungen durch den Sachverständigen am Aufstellungsort

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

3.3 Betrieb und Instandhaltung

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

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

3.4 Messstellenbetrieb

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

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

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

3.5 Zutrittsrecht und Überprüfung

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

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

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

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. Der Datenabruf durch OGE erfolgt stündlich.

OGE teilt dem Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer vor Aufnahme der Anschlussnutzung mit, welche Messdaten und Unterlagen im Einzelfall benötigt werden. Die Übermittlung der Messdaten vom MSB an OGE hat unverzüglich nach der stündlichen Erhebung der Messwerte im Stundentakt zu erfolgen. Die Übermittlung erfolgt mittels abgesicherter elektronischer Nachrichten unter Nutzung des Standards für den elektronischen Geschäftsdatenaustausch EDIFACT.

2. Daten für das Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem (GRS)

OGE betreibt im öffentlichen Interesse ein GRS. Dazu benötigt OGE an allen Messlokalitäten an Ein- und Ausspeisestellen eichrechtskonforme Messungen inkl. einer separaten DFÜ für die Übertragung dieser Messwerte zur OGE. Die Anforderungen an die Schnittstelle der Messanlage des Anschlussnehmers zum Datenabruf der OGE sind unter Ziffer 4.4 geregelt.

Die Spezifikation und Beschaffung der erforderlichen Gerätetechnik für den Datenabruf erfolgt durch OGE.

Sämtliche Herstellungs-, Beschaffungs- und Montagekosten für den Datenabruf der OGE werden ursächlich und ausschließlich durch den jeweiligen Anschluss an das Gasnetz der OGE verursacht und sind daher vom Anschlussnehmer zu tragen. Die erforderliche Gerätetechnik für den Datenabruf ist integraler Bestandteil dieses Netzanschlusses und geht nach Inbetriebnahme in das Eigentum der OGE über.

3. Fernwirkdaten

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

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

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

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

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

3.7 Leitungen und Anlagen im Eigentum der OGE

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

3.8 Verfahren bei Störungen, Messabweichungen und Mengenkorrekturen

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

Bei Zweifeln an der richtigen Arbeitsweise der eichrechtskonformen 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 instandsetzen und eichen. Der Messstellenbetreiber bzw. Anschlussnehmer übernimmt die Kosten für die Überprüfung, Instandsetzung und Eichung.

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

3.9 Wiederherstellung der einwandfreien Funktion und Arbeitsweise

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

3.10 Eingriffe in die Anlage

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

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

Planbare Maßnahmen, wie Instandhaltungsmaßnahmen und sonstige Eingriffe in die Anlage, die für die ordnungsgemäße Messung, Energieermittlung, Bilanzierung oder Abrechnung von Bedeutung sind, sind OGE rechtzeitig (mindestens 10 Werktage) vorher anzuzeigen (berichte@oge.net). Zu diesen Maßnahmen zählen auch Außerbetriebnahmen und Stilllegungen von Messeinrichtungen. OGE behält sich das Recht vor, Beauftragte zur Überwachung zu entsenden.

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

3.11 Abweichungen von den TMA

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

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

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

4 GDRM-Anlagen - Planung und Betrieb

4.1 Grundlegende technische Anforderungen

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

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

4.1.1 Auslegungsparameter

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

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

4.1.2 Unterbringung

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

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

4.1.3 Absperrung des Gasflusses außerhalb der GDRM-Anlage

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

4.1.4 Anschlussleitung / Eingang Isolierverbindungen

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

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

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

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

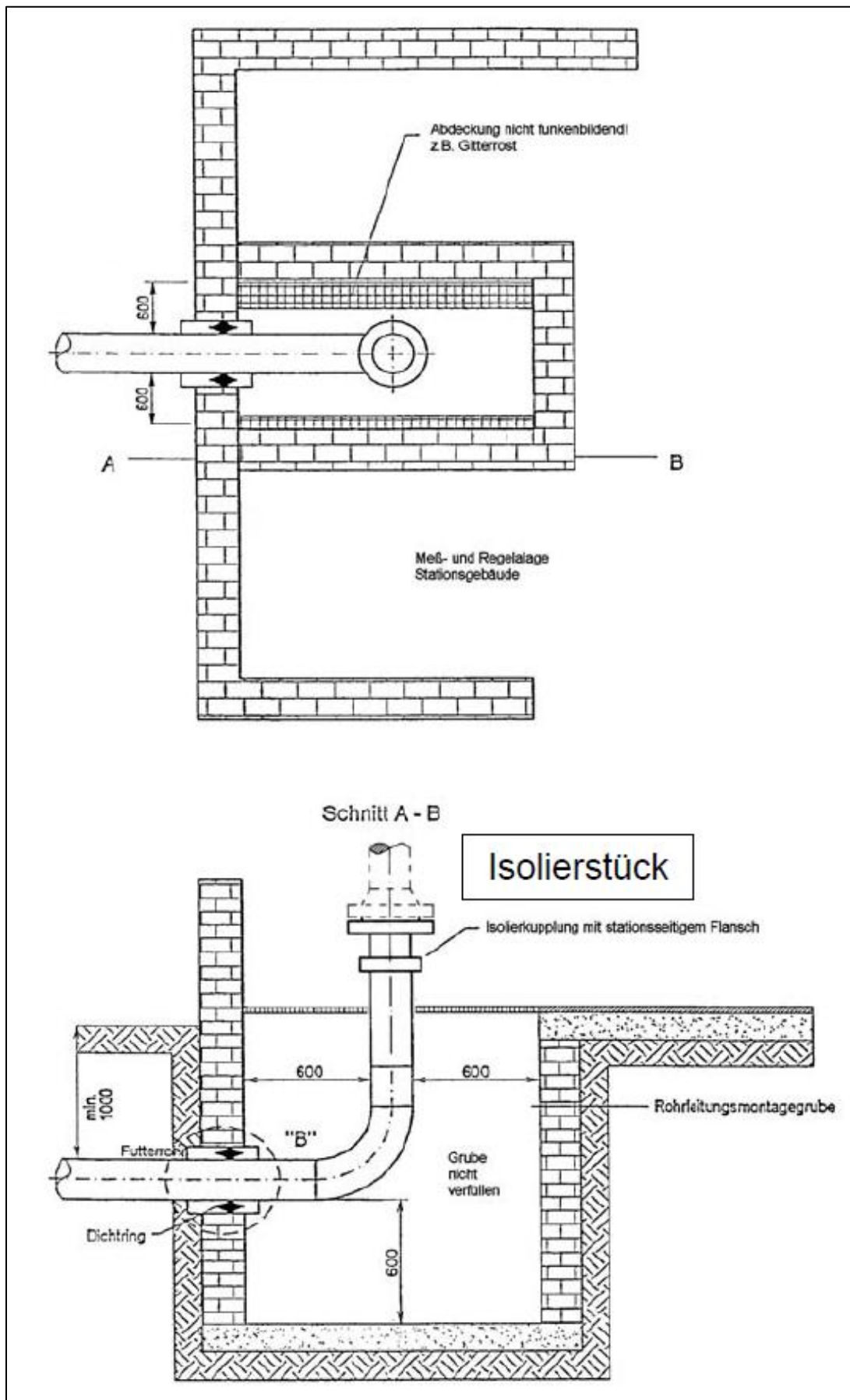


Abbildung 2: Leitungseinführung in GDRM-Anlagen mit Schacht; Anordnung und Lage des Isolierstücks, Verschluss der Wanddurchführungen

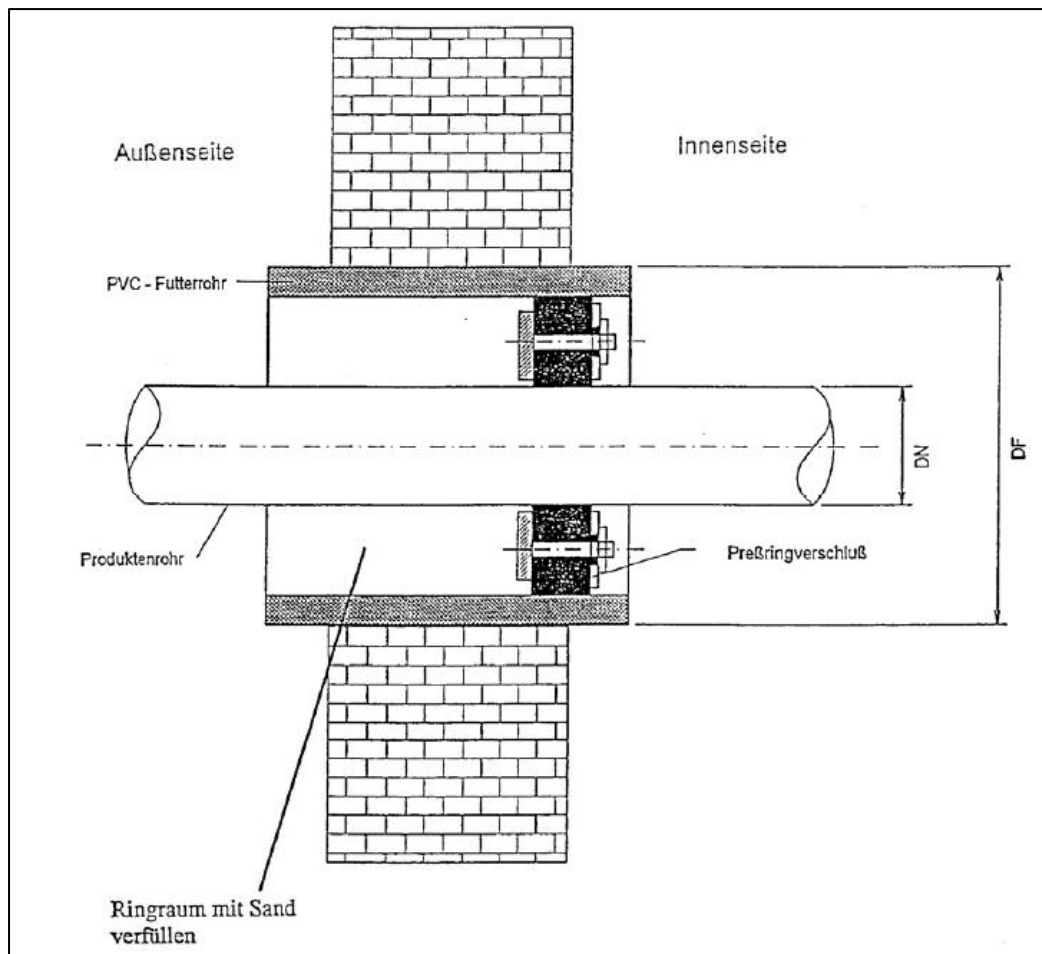


Abbildung 3: Detailansicht der Wanddurchführungen

4.1.5 Absperrarmaturen

Absperrarmaturen, die eine Sicherheitsfunktion haben, sind als Kugelhahn mit Block und Bleed-Funktion 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 Volllast 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, eichrechtskonforme 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 Sicherheitsabsperrarmaturen ist zu gewährleisten, eine örtliche Anzeige wird empfohlen.

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

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

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

4.1.8 Sicherheitseinrichtungen

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

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

4.1.9 Odoriereinrichtung

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

4.1.10 Fernwirk- und Nachrichtentechnik

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

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

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

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

OGE benötigt ggf. einen NT-/FW-Schrank. Hierfür ist ein Raumbedarf von 60 cm x 80 cm x 210 cm (T x B x H) plus Sockel einzuplanen. Der Schrank ist im E-Raum der GDRM-Anlage zu installieren. Die Raumtemperatur muss im Bereich + 5 °C bis + 40 °C liegen. Die erforderliche Spannungsversorgung, in der Regel 230 V AC / 16 A, ist OGE zur Verfügung zu stellen. Der NT-/FW Schrank beinhaltet zur NT und FWT eine Anlage zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV-Anlage) inkl. Batterien.

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

Zur Sicherung der Verfügbarkeit kann es notwendig sein, zwei Mobilfunk Außenantennen an der Gebäude Außenseite zu installieren. Die Montage wird in der Planungsphase zwischen OGE und dem Anschlussnehmer abgestimmt.

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

4.2 Messanlagen

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

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

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

Bei Messanlagen ohne Gasbeschaffenheitsmessung liefert der Mengenumwerter (Zustandsmengenumwerter) das Normvolumen in der Einheit 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 $\geq \text{DN } 100$	$Q_t < Q < Q_{\max}$	$\pm 0,5 \%$	$\pm 0,3 \%^2$
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	

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

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

Tabelle 1: zulässige Fehlergrenzen bei Inbetriebnahme, Eichung und Betrieb

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

4.2.1 Aufbau von Messanlagen

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

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

Ab einer projektierten Anlagenleistung von $Q_N \geq 10.000 \text{ m}^3/\text{h}$ und einer Zählergröße von $Q_B \geq 1.600 \text{ m}^3/\text{h}$ sind zwei Zähler mit unterschiedlichen Messsystemen in Dauerreihenschaltung erforderlich¹. 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. Dabei ist grundsätzlich der erstangeströmte USZ der Abrechnungszähler. Bei bidirektionalen Fahrweisen ist der USZ als Abrechnungszähler zu verwenden, der dem Netz der OGE zugewandt ist.

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.

Ab einer projektierten Anlagenleistung von $Q_N \geq 200.000 \text{ m}^3/\text{h}$ und einer Zählergröße von $Q_B \geq 4.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ist eine Reservemessstrecke mit zwei Zählern mit unterschiedlichen Messsystemen in Dauerreihenschaltung vorzusehen¹. Die Reservemessstrecke ist identisch zur Betriebsmessstrecke aufzubauen. 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 Anfahrsieben und Gleichrichtern zu untersuchen.

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

Der Aufbau von Messanlagen bei Erdgastankstellen ist mit OGE abzustimmen.

Bei der Planung eines Umbaus bzw. Neubaus von Messanlagen in bestehenden Gebäuden / Aufstellungsräumen ist rechtzeitig mit OGE Kontakt aufzunehmen, damit die Anforderungen der aktuell gültigen TMA an die Messanlage bestmöglich berücksichtigt werden können.

¹ Es müssen beide Bedingungen erfüllt sein, damit seitens OGE eine Dauerreihenschaltung mit unterschiedlichen Messsystemen gefordert wird. Unabhängig davon ist dem Betreiber der Messanlage freigestellt, auch bei geringeren Volumenströmen eine solche Dauerreihenschaltung vorzusehen.

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 Messtrecke 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 Umwelter sind die Zählerstände der elektronischen Zählwerke gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 485 und DVGW G 685 zur Verfügung zu stellen.

4.2.2.2 Prüfung / Eichung

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

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

Aufbau der Messtrecken bei einer Eichung auf einem Hochdruckgaszählerprüfstand

Gaszähler sind bei einer Eichung auf einem Hochdruckgaszählerprüfstand mit den originalen Einlaufformteilen 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 Messtrecken 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

Balgengaszähler

Der Einsatz von Balgengaszählern ist grundsätzlich auf das Verfahrensgebiet Ia $p_{\text{eff}} \leq 30 \text{ mbar}$ und $Q_{\text{max}} \leq 160 \text{ m}^3/\text{h}$, gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685-3, beschränkt.

Drehkolbengaszähler

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

Turbinenradgaszähler (TRZ)

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

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

Ultraschallgaszähler (USZ)

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

Wirkdruckgaszähler

Der Anlagenaufbau ist mit OGE abzustimmen.

4.2.3 Messstreckenaufbau

Es sind die Zulassungsbedingungen der Zähler einzuhalten.

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

Bei USZ ab Nennweite DN 150 wird folgender Messstreckenaufbau gefordert:

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

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

Bei einer Reihenschaltung mit einem zweiten USZ kann der zweite Zähler direkt an den ersten angebaut werden, die Zulassungsbedingungen der Zähler sind hier zu beachten. Der zweite USZ kann alternativ auch in einem Abstand $10 \times \text{DN}$ 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 Anfahrtsieben ist unbedingt darauf zu achten, dass sie außerhalb der hier definierten Messstrecken liegen.

4.2.4 Ermittlung des Normvolumens

Gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685-3 sind bei Messdrücken $p_m > 100 \text{ mbar}$ oder $Q_{\max} > 160 \text{ m}^3/\text{h}$ Zustandsmengennumwerter mit integrierter Messwertregistrierung einzusetzen. Je Zähler ist ein Mengennumwerter einzusetzen.

Bei Messdrücken $p_m \leq 100 \text{ mbar}$ und $Q_{\max} \leq 160 \text{ m}^3/\text{h}$ wird mindestens ein Messwertregistriergerät benötigt. Die registrierten Daten sind grundsätzlich per DFÜ an OGE zu übertragen.

Das DVGW-Arbeitsblatt G 685-6 ist bei der Auswahl des K-Zahl-Berechnungsverfahrens des Mengennumwerters zu beachten.

Übersicht Kompressibilitäts-Zahl-Verfahren – K-Zahl

	Druckbereich p_m	K-Zahl-Verfahren Mengennumwerter	Anmerkung
Erdgas mit $x_{H_2} \leq 30 \text{ Mol-\%}$	Brennwert- mengennumwerter $0-120 \text{ bar}_{\text{abs}}^1$	AGA8-92DC	Prozessgaschromatograph erforderlich
	$0 - x^2 \text{ bar}_{\text{abs}}$	MKV-Parameter mit SGERG-mod- H_2 oder falls technisch nicht möglich SGERG-88	festgelegte Parameter in Abhängigkeit der H_2 -Zumischung sowie Gasart (s. DVGW Arbeitsblatt G685-6)
	$x^2 - 26 \text{ bar}_{\text{abs}}$	AGA8-92DC	individuelle Parameter für K-Zahl
	$\geq 26 \text{ bar}_{\text{abs}}$	AGA8-92DC	individuelle Parameter für K-Zahl

¹ ab 100 bar gelten für einige Komponenten größere Anwendungsgrenzen

² Druckbereich abhängig von H_2 -Zumischung (s. DVGW Arbeitsblatt G685-6)

Tabelle 2: Übersicht Kompressibilitäts-Zahl-Verfahren – K-Zahl

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.

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

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

Der Einsatz von Brennwertmengennumwertern 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 Brennwertmengennumwerter eingesetzt werden, so ist der Einsatz im Vorfeld mit OGE abzustimmen, vgl. auch 4.3.

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

durch OGE verwendet werden.

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

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

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

Bei Einsatz redundanter, Mehr-Strömer-PGC, sind die Messwerte wie folgt zu verwenden:

	Haupt-Volumenmessung	Vergleich-Volumenmessung
Haupt-PGC	standardmäßige Zuordnung	Zuordnung bei Ausfall des Vergleich-PGC
Vergleich-PGC	Zuordnung bei Ausfall des Haupt-PGC	standardmäßige Zuordnung

Tabelle 3: Verwendung von Messwerten beim Einsatz redundanter, Mehr-Strömer-PGC

Das erforderliche DSfG-Schema ist rechtzeitig vor dem Beginn der Maßnahme vorzulegen und mit OGE abzustimmen.

4.3.1 Messtechnische Anforderungen

Es sind die maximal zulässigen Messabweichungen gemäß Tabelle 4 einzuhalten.

Messgrößen	max. zul. Messabweichung
Gasabrechnung Brennwert gemäß DVGW G 685-2	
$H_{S,n}$	$\pm 0,15 \text{ \% v.M.}$
ρ_n	$\pm 0,15 \text{ \% v.M.}$
PGC - Einzelkomponenten	0,5 x Eichfehlergrenze Ausnahme: Für die Komponente H_2 ist die Eichfehlergrenze einzuhalten.
Gasbeschaffenheit gemäß DVGW G 260	
Wassertaupunkt ¹	$\pm 3 \text{ K bzw. } 3 \text{ mg/m}^3$
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt ²	$\pm 3 \text{ K}$
Gesamtschwefel (rechnerisch)	1 mg/m^3
Schwefel in H_2S	$0,5 \text{ mg/m}^3$
Schwefel in COS	$0,5 \text{ mg/m}^3$
Merkaptanschwefel	$0,5 \text{ mg/m}^3$
Sauerstoff	$\pm 2 \text{ ppm im Bereich } < 10 \text{ ppm des MB}$ ansonsten $< 10 \text{ \% v. MB}$

¹ 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.

² 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/m^3 Kohlenwasserstoff-Kondensat kommt. Das zur Kalibrierung der Messgeräte zum Einsatz kommende Verfahren ist in der Veröffentlichung:
Wolf, M.; F. Assandri, F.; Avila Calzada, S.; Benito A.; Duinkerken, J.; Höcher, Th.; Kersten, Ch.; Leininger, J.-Ph.; Postvoll, W.; Schreck, H.; Schulze, K.; Skouras, E.; Tastard, Ch.; Van Canegham, P.: Installation, Calibration and Validation Guidelines for Online Hydrocarbon Dew Point Analyzers – GERG 1.64 – Phase 2; Proceeding International gas union research conference (IGRC), 2014 Kopenhagen, 36 S beschrieben.

Tabelle 4: 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.

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

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

Der Betreiber garantiert eine Verfügbarkeit der GBM-Anlage von mindestens 97 % pro Jahr und gewährleistet die Einhaltung der max. zulässigen Messabweichungen nach Tabelle 4.

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

4.4 Messwertregistrierung und Datenfernübertragung

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

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

- Montageplatz für Datenabruf-Wandschrank mit den Maßen B 50 cm x H 40 cm x T 30 cm bereitstellen
- Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung 24V DC
 - mit separater Absicherung
 - Überbrückungszeit mindestens 3 Stunden
 - Kabelverlegung durch den Anschlussnehmer
- Schnittstelle zur Messanlage entweder
 - Busverbindung auf den lokalen DSfG-A-Bus oder
 - IP-basierende DSfG-B Schnittstelle via Ethernetverbindung.

Das erforderliche Kabel ist durch den Anschlussnehmer zu verlegen.

Befindet sich die Signalquelle innerhalb einer Ex-Zone, ist das Signal durch den Anschlussnehmer mittels geeigneter Trennbarrieren sicher zu trennen.

- Datenanbindung der OGE:
 - an vorhandenen OGE-Nachrichtentechnik-Schrank oder
 - eine zum OGE-Datenabruf kompatible Mobilfunk-Antenne im Außenbereich

- OGE ruft die Daten des Mengenumwerters stündlich ab. Aus diesem Grund ist ein Stromanschluss zur Energieversorgung des Mengenumwerters und der DFÜ erforderlich (ein Batteriebetrieb ist nicht ausreichend).

OGE lässt folgende Arbeiten in der Anlage ausführen:

- Montage des OGE-Datenabruf-Wandschranks an dafür vorgesehenen Platz
- Anschluss der vom Anschlussnehmer bereitgestellten 24V-Spannungsversorgung
- Anschluss der vom Anschlussnehmer bereitgestellten DSfG-A- oder DSfG-B-Verbindung
- Bei Bedarf eine Mobilfunk-Antenne im Innen- oder Außenbereich verlegen
- Inbetriebnahme der Abruftechnik

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 Anforderungen an Einspeisepunkten am Netz der OGE

5.1 Technische Anforderungen an das zu übergebende Gas

5.1.1 Gasbeschaffenheit

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

5.1.2 Temperatur und Druck

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

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

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

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

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

OGE veröffentlicht für die jeweiligen Einspeisepunkte die technischen Anforderungen an das zu übergebende Gas hinsichtlich Druck- und Temperaturspezifikation in der Übersicht „Vertragliche Gasbeschaffenheit sowie Druck- und Temperaturspezifikation an Einspeisepunkten“ und zusätzlich in den Webveröffentlichungen auf der Internetseite www.oge.net.

5.2 Spezifische technische Anforderungen an Einspeiseanlagen

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

5.2.1 LNG-Anlagen

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

5.2.2 Biogas-Anschluss

Bei der Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sowie für Anlagen zur Einspeisung von Biomethan und synthetischem Methan (SNG) in Gastransport- und Verteilungssysteme ist insbesondere das DVGW-Arbeitsblatt G 265-1 zu beachten.

5.2.2.1 Besondere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Hinsichtlich der Qualitätsanforderungen für Biogas gelten die Anforderungen der ZuBio. Demnach hat der Einspeiser von Biogas ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften vermutet, wenn die technischen Regeln des DVGW eingehalten worden sind. Das Biogas muss somit den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 260 entsprechen.

Abweichend hiervon gelten für vor dem 01.01.2026 angeschlossene Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität sowie für noch nicht angeschlossene Anlagen, für die aber ein vor dem 01.01.2026 abgeschlossener Netzanschlussvertrag vorliegt, für die Dauer von 10 Jahren ab Inbetriebnahme die Arbeitsblätter G 260 des (2007) und G 262 (2007) des DVGW. Das Biogas muss erforderlichenfalls durch Konditionierung an die Anforderungen des lokalen Erdgases angepasst werden können. Dabei sind die Gasbeschaffenheiten der 2. Gasfamilie bindend.

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

Nach heutigem Stand der Technik werden der Realgasfaktor und die Kompressibilitätszahl auf Basis einer Vollanalyse des Erdgases nach AGA8-92DC oder dem SGERG-88 Verfahren berechnet. Gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G 685 werden die dem Biogas beigemischten Flüssiggasarten Propan und Butan begrenzt.

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

Gemäß § 118 Abs. 4 EnWG ist OGE für Einspeiseanlage zuständig. Hierzu gehörten u.a. die Messung und die Überwachung aller eichtechnisch relevanter Messgrößen.

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

- 200 mg/m³ (MOP ≤ 10 bar)
- 50 mg/m³ (MOP > 10 bar)

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

5.2.2.2 Leit-, Nachrichten- und Fernwirktechnik

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

5.2.2.3 Absicherung gegen Störung

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

5.2.3 Wasserstoffeinspeisung

Für die Herstellung, die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff in Gasnetze ist insbesondere das DVGW-Arbeitsblatt G 265-3 zu beachten.

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

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

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

6 Inbetriebnahme von Netzanschlüssen oder Messeinrichtungen

6.1 Allgemeines

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

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

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

6.2 Einbindung der Anschlussleitung

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

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

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

6.3 Inbetriebnahme der Messeinrichtungen

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

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

Die Inbetriebnahme der Gasdruckregelanlage und ggf. der Messeinrichtung erfolgen durch ein nach DVGW-Regelwerk zertifiziertes Unternehmen/Anlagenbauer. Erforderliche terminliche Abstimmungen

sind zwischen Messstellenbetreiber, Anlagenbauer, OGE oder dem jeweils Beauftragten rechtzeitig vorzunehmen.

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

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

6.4 Dokumentation zur Freigabe bei der Erstinbetriebnahme

Die zur Freigabe notwendige Dokumentation umfasst mindestens folgende Nachweise:

Verträge

- Kapazitätsvertrag²
- Speicheranbindungs-, Netzanschluss- bzw. Netzkopplungsvertrag
- ggf. Messstellenbetriebrahmenvertrag 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 Datenliniencheck³
- Inbetriebnahmebericht der Messanlage sowie eine sichergestellte 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 492⁴
- ggf. Vorabbescheinigung des Sachverständigen für den Leitungsbau und die GDRM-Anlage⁵
- 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.

² Die Kapazitätsbuchung erfolgt durch den Transportkunden über das Online-Buchungssystem Prisma. Als Nachweis dient das Vorliegen einer gültigen Buchung für den Netzanschluss- bzw. Netzkopplungspunkt.

³ 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.

⁴ Formblatt gemäß G 491 Anhang H: Abnahmebescheinigung sowie
Formblatt gemäß G 492 Anhang B: Bescheinigung über die Prüfung des Sachkundigen von
Gasmessanlagen nach DVGW-Arbeitsblatt G 492

⁵ Bei Anlagen > DP 16.

7 IT-/OT-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-/OT-Sicherheit betreffen, sind vom Anschlussnehmer im Vorfeld mit der IT-/OT-Sicherheit der OGE abzustimmen.

7.1 Grundlegende Anforderungen

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

- Verfügbarkeit
- Integrität
- Vertraulichkeit
- Sicherheit

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). Darüber hinaus gelten die OGE-Informationssicherheitsrichtlinie, die weiteren Regelungen des Informationssicherheitsmanagementsystems der OGE sowie die Regelungen der OT-Sicherheit der OGE. Sofern der Anschlussnehmer die spezifischen Anforderungen der OGE an die IT-/OT-Sicherheit beachten muss, werden diese im Rahmen der Projektabwicklung, der technischer Abstimmung oder von vertraglichen Vereinbarungen durch OGE bereitgestellt.

7.2 Physische Sicherheit von Gebäuden und Räumen

Netzwerkanschlüsse der OGE in Räumlichkeiten des Anschlussnehmers sind in einem separaten Schutzschrank getrennt nach Verantwortlichkeiten für die enthaltenen Komponenten zu installieren.

Der Schutzschrank ist 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 Raumlufkanälen zu verwenden.

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.

7.3 Schutz der Versorgungsinfrastruktur

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

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

8 Kontaktdaten

Zentrale Meldestelle der OGE (Störungsmanagement / 24 Stunden Erreichbarkeit)

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

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

Netzanschlussbegehren und Netzanschlussbedingungen netzanschluss@oge.net

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

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

Inbetriebnahmebericht / Maßnahmen an Messanlagen, Terminankündigungen berichte@oge.net

Nachrichten- und Fernwirktechnik oge-fernwirkzentrale@oge.net

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

Verträge Netzbetreiber@oge.net

9 Normative Verweisungen

AGA Report No.8	Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases
BG ETEM (Regelwerke)	Berufsgenossenschaftliche Regelwerke der Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro 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 IEC 62305-1	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-1:2011
DIN EN IEC 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 260	Stand 2007: Gasbeschaffenheit (Januar 2000)
DVGW-Arbeitsblatt G 262	Stand 2007: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (November 2004)
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 265-3	Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gas- und Wasserstoffnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb
DVGW-Arbeitsblatt G 485	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)
DVGW-Arbeitsblatt G 487	Gasexpansionsanlagen
DVGW-Arbeitsblatt G 488	Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung -Planung, Errichtung Betrieb
DVGW-Arbeitsblatt G 491	Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar - 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 685-1 bis -7	Gasabrechnung
DVGW-Arbeitsblatt G 687	Technische Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb Gas
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 Brennwertmessgeräte Ermittlung von Abrechnungsbrennwerten und weiteren Gasbeschaffenhheitsdaten mittels Zustandsrekonstruktion
PTB Band 30	Messgeräte für Gas - Hochdruckprüfung von Gaszählern
PTB G 18	Messgeräte für Gas; Anforderungen an Dauerreihenschaltung von zwei Ultraschallgaszählern
PTB G 19	Messgeräte für Gas; Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz
ZuBio	Festlegung in Sachen Zugangsregelungen für Biogas der Bundesnetzagentur

10 Abkürzungen

ANSI	American National Standards Institute
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Energieabteilung Zugang zu Gasverteilnetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität
DFÜ	Datenfernübertragung
DN	Nennweite
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DSfG	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EN	Europäische Norm
FWT	Fernwirktechnik
GBM	Gasbeschaffenhheitsmessung
GDRM	Gas-Druckregel- und -Messanlage
GPRS	General Packet Radio Service
GRS	Gasbeschaffenhheitsrekonstruktionssystem
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
OT	Operational Technology
PGC	Prozessgaschromatograph
PTB	Physikalisch Technische Bundesanstalt
R+I	Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema
SAE	Sicherheitsabsperreinrichtungen
SAV	Sicherheitsabsperrventil
SIM	subscriber identity module („Teilnehmer-Identitätsmodul“)
TASE.2	Telecontrol Application Service Element 2 (zur Kopplung verschiedener Netzleitstellen)
TMA	Technische Mindestanforderungen
TRZ	Turbinenradgaszähler
USZ	Ultraschallgaszähler
VPN	Virtual Private Network

11 Änderungen gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA

Folgende Änderungen wurden gegenüber der vorherigen veröffentlichten Version der TMA mit Stand vom 01.10.2024 vorgenommen:

- a) Allgemeine redaktionelle Anpassungen.
- b) Aktualisierung von Verweisen auf die mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft getretenen GasNZV, das novellierte EnWG sowie auf die neue Festlegung ZuBio der BNetzA.
- c) Aktualisierung der Kontaktdaten (neue E-Mail-Adresse der Fachabteilung für Verträge).
- d) Anpassung der Regelung zur Beschaffung, Kostentragung und Eigentum an der Gerätetechnik für den Datenabruf durch OGE. Die hierfür erforderliche Gerätetechnik geht in das Eigentum der OGE über (Ziffer 3.6).
- e) Anpassung der Anforderungen an die Schnittstelle der Messanlage des Anschlussnehmers zum Datenabruf der OGE (Ziffer 4.4).
- f) Anpassungen und Ergänzungen zur IT-/OT-Sicherheit (Ziffer 7).

Anlage 2
des Messstellenbetreiberrahmenvertrages 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 Messstellenbetreiberrahmenvertrag Vertragsangelegenheiten

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
Kundenbetreuung	0201 3642-12222	gastransport@oge.net
Fax	0201 3642-812222	

1.2 Messung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
Energieermittlung und Datenfernübertragung (bei akuten Störungen der Messung)	0201 3642-12121	edm@oge.net
Inbetriebnahmebericht / Maßnahmen an Messanlagen, Terminankündigungen		berichte@oge.net
Fax		

1.3 Anlagentechnik und Planungsprüfung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
Anlagentechnik - Abstimmung und Planungsprüfung von Messanlagen		GDRM@oge.net
Fax		

2. Angaben und Ansprechpartner Messstellenbetreiber

Messstellenbetreiber

Straße, Hausnummer

PLZ, Ort

Marktpartneridentifikationsnummer: xxxxxxxxxxxxxx

2.1 Messstellenbetreiberrahmenvertrag Vertragsangelegenheiten

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx
Fax		

2.2 Messung operative Abwicklung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx
Fax		

2.3 Messstellenbetrieb operative Abwicklung

Ansprechpartner	Telefonnummer	E-Mail-Adresse
xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx
Fax		

3. Postfächer zur Marktkommunikation

3.1 Postfächer des Netzbetreibers

Art des Datenaustausches	E-Mail-Adresse
Format MSCONS	edi@virtimo-cs.eu

3.2 Postfächer des Messstellenbetreibers

Art des Datenaustausches	E-Mail-Adresse
Format MSCONS/CONTRL	Adresse: xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx Betreff: - / -

Anlage 3

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

Bestandsliste

Der Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas zwischen der **<Messstellenbetreiber>** und der Open Grid Europe GmbH gilt für die in dieser Bestandsliste aufgeführten Netzananschlusspunkte (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)	
	Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	
	Name Messstelle	
	Name / Firma	
	Straße / Hausnummer	
	PLZ / Ort	
	Beginn Messstellenbetrieb	
	Ende Messstellenbetrieb	- / -
2	NAP bzw. KAP (Webname)	- / -
	Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)	- / -
	Messlokation(en) (reale Zählpunktbezeichnung(en))	- / -
		- / -
		- / -
		- / -
	Name Messstelle	- / -
	Name / Firma	- / -
	Straße / Hausnummer	- / -
	PLZ / Ort	- / -
	Beginn Messstellenbetrieb	- / -
	Ende Messstellenbetrieb	- / -

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

Anlage 4
des Messstellenbetreiberrahmenvertrages Gas zwischen
der Open Grid Europe GmbH und der <Messstellenbetreiber>

Vereinbarung über den elektronischen Datenaustausch (EDI)

Fassung gemäß Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020, gültig ab: 01.04.2022

1 Zielsetzung und Geltungsbereich

- 1.1 Die "EDI-Vereinbarung", nachfolgend "die Vereinbarung" genannt, legt die rechtlichen Bedingungen und Vorschriften fest, denen die Parteien bei der Abwicklung von Transaktionen mit Hilfe des elektronischen Datenaustausches (EDI - Electronic Data Interchange) unterliegen. Der automatisierte Datenaustausch erfolgt auf der Grundlage der einschlägigen Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrer jeweils gültigen Fassung in Verbindung mit den entsprechenden Mitteilungen der BNetzA und den gültigen Nachrichten- und Prozessbeschreibungen zu den festgelegten Formaten. Für die Datenübertragung sind die aktuell gültigen EDI@Energy-Dokumente zu verwenden.
- 1.2 Die Vereinbarung besteht aus den nachfolgenden rechtlichen Bestimmungen und wird durch die Anwendung der technischen und organisatorischen Maßnahmen zum Datenaustausch, die in den EDI@energy-Dokumenten „Allgemeine Festlegungen“ und „Regelungen zum Übertragungsweg“ in der jeweils gültigen Fassung geregelt sind, ergänzt.
- 1.3 Sofern die Parteien nicht anderweitig übereinkommen, regeln die Bestimmungen der Vereinbarung nicht die vertraglichen Verpflichtungen, die sich aus den über EDI abgewickelten Transaktionen ergeben.

2 Begriffsbestimmungen

- 2.1 Für die Vereinbarung werden die nachstehenden Begriffe wie folgt definiert:
- 2.2 **EDI:**
Als elektronischer Datenaustausch wird die elektronische Übertragung kommerzieller und administrativer Daten zwischen Computern nach einer vereinbarten Norm zur Strukturierung einer EDI-Nachricht bezeichnet.
- 2.3 **EDI-Nachricht:**
Als EDI-Nachricht wird eine Gruppe von Segmenten bezeichnet, die nach einer vereinbarten Norm strukturiert, in ein rechnerlesbares Format gebracht wird und sich automatisch und eindeutig verarbeiten lässt.
- 2.4 **UN/EDIFACT:**
Gemäß der Definition durch die UN/ECE (United Nations Economic Commission for Europe - Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa) umfassen die Vorschriften der Vereinten Nationen für den elektronischen Datenaustausch in Verwaltung, Handel, Transport

und Verkehr eine Reihe international vereinbarter Normen, Verzeichnisse und Leitlinien für den elektronischen Austausch strukturierter Daten, insbesondere für den Austausch zwischen unabhängigen rechnergestützten Informationssystemen in Verbindung mit dem Waren- und Dienstleistungsverkehr.

3 Sicherheit von EDI-Nachrichten

- 3.1 Die Parteien verpflichten sich, Sicherheitsverfahren und -maßnahmen durchzuführen und aufrechtzuerhalten, um EDI-Nachrichten vor unbefugtem Zugriff, Veränderungen, Verzögerung, Zerstörung oder Verlust zu schützen. Es gelten die im Rahmen der Expertengruppe Edi@Energy abgestimmten und von der Projektführung des BDEW in den Dokumenten festgelegten Sicherheitsverfahren und -maßnahmen. Sie sind der EDI@Energy-„Regelungen zum Übertragungsweg“ und „Allgemeine Festlegungen“ verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen in der jeweils gültigen Fassung zu entnehmen.

- 3.2 Zu den Sicherheitsverfahren und -maßnahmen gehören die Überprüfung des Ursprungs, die Überprüfung der Integrität, die Nichtabstreitbarkeit von Ursprung und Empfang sowie die Gewährleistung der Vertraulichkeit von EDI-Nachrichten.

Sicherheitsverfahren und -maßnahmen zur Überprüfung des Ursprungs und der Integrität, um den Sender einer EDI-Nachricht zu identifizieren und sicherzustellen, dass jede empfangene EDI-Nachricht vollständig ist und nicht verstümmelt wurde, sind für alle Nachrichten obligatorisch.

- 3.3 Führen die Sicherheitsverfahren und -maßnahmen zur Zurückweisung einer EDI-Nachricht, informiert der Empfänger den Sender darüber unverzüglich.

Der Empfänger einer EDI-Nachricht, die zurückgewiesen wurde oder einen Fehler enthält, reagiert erst dann auf die Nachricht, wenn er Anweisungen des Senders empfängt.

4 Vertraulichkeit und Schutz personenbezogener Daten

- 4.1 Die Parteien gewährleisten, dass EDI-Nachrichten mit Informationen, die vom Sender oder im beiderseitigen Einvernehmen der Parteien als vertraulich eingestuft werden, vertraulich gehandhabt und weder an unbefugte Personen weitergegeben oder gesendet, noch zu anderen als von den Parteien vorgesehenen Zwecken verwendet werden. Die EU-Datenschutzgrundverordnung (DSGVO), die einschlägigen Datenschutzgesetze sowie das Messstellenbetriebsgesetz sind zu beachten.

Mit entsprechender Berechtigung unterliegt die weitere Übertragung derartiger vertraulicher Informationen demselben Vertraulichkeitsgrad.

- 4.2 EDI-Nachrichten werden nicht als Träger vertraulicher Informationen betrachtet, soweit die Informationen allgemein zugänglich sind.

5 Aufzeichnung und Archivierung von Nachrichten

- 5.1 Jede Partei archiviert ein vollständiges, chronologisches Protokoll aller von den Parteien während einer geschäftlichen Transaktion i.S.d. Art. 1 ausgetauschten EDI-Nachrichten unverändert und sicher gemäß den Fristen und Spezifikationen, die durch die bestehenden

rechtlichen Grundlagen insbesondere nach den handels- und steuerrechtlichen Vorschriften) und den festgelegten Prozessen der BNetzA vorgeschrieben sind.

- 5.2 Die EDI-Nachrichten werden vom Sender im übertragenen Format und vom Empfänger in dem Format archiviert, in dem sie empfangen werden. Hierbei ist zusätzlich sicher zu stellen, dass die Lesbarkeit über den gesetzlichen Aufbewahrungszeitraum gewährleistet wird.
- 5.3 Die Parteien stellen sicher, dass elektronische Protokolle der EDI-Nachrichten problemlos zugänglich sind und bei Bedarf in einer für Menschen lesbaren Form reproduziert werden können. Betriebseinrichtungen, die hierzu erforderlich sind, müssen beibehalten werden.

6 Inkrafttreten, Änderungen, Dauer und Teilnichtigkeit

6.1 Inkrafttreten

Die Vereinbarung tritt mit dem Abschluss des Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom, Lieferantenrahmenvertrag Gas, Messstellenbetriebsrahmen- oder Messstellenvertrag für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme durch die Parteien in Kraft, soweit dies in dem jeweiligen Vertrag vorgesehen ist. Sollte die Vereinbarung für andere als die in Satz 1 genannten Verträge genutzt werden, tritt sie mit dem Datum der Unterzeichnung durch die Parteien in Kraft.

6.2 Änderungen

Bei Bedarf werden von den Parteien in Textform vereinbarte zusätzliche oder alternative Bestimmungen zu der Vereinbarung ab dem Zeitpunkt ihrer Vereinbarung als Teil der Vereinbarung betrachtet.

6.3 Dauer

Die Vereinbarung wird beendet, wenn zwischen den Parteien alle in Artikel 6.1 genannten Vertragsverhältnisse beendet sind. Ist die Vereinbarung nicht im Rahmen eines dieser Rechtsverhältnisse zustande gekommen, kann jede Partei die Vereinbarung mit einer Kündigungsfrist von einem Monat zum Ende eines Kalendermonats in Textform kündigen.

Ungeachtet einer Kündigung oder Beendigung stehen die in den Artikeln 4 und 5 genannten Rechte und Pflichten bis zur endgültigen Abwicklung oder zulässigen Vernichtung der Daten fort.

6.4 Teilnichtigkeit

Sollte ein Artikel oder ein Teil eines Artikels der Vereinbarung als ungültig erachtet werden, bleiben alle übrigen Artikel vollständig in Kraft.