

Anschlussrichtlinie für das Gasfernleitungsnetz

Technische Anschlussbedingungen und Bedingungen für netzverträgliche Gasbeschaffenheit entsprechend § 19 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

der Gastransport Nord GmbH (GTG)

Inhaltsverzeichnis

Grundsätze	4
A. Anwendungsbereich	4
B. Eigentum und Kosten	4
C. Netzanschlüsse	5
1 Allgemeines	5
1.1 Technische Vorschriften	5
1.2 Grundsätzlichen Anforderungen	6
1.3 Versorgungssicherheit	7
1.4 Umgebungsbedingungen	7
1.5 Qualifikation von Leistungserbringern	7
2 Planung und Bau	8
2.1 Ausrüstung der GDRM	8
2.2 Ein- und Ausgangsarmaturen	8
2.3 Filterseparatoren	8
2.4 Gasvorwärmung	9
2.5 Sicherheitsarmaturen	9
2.6 Gasdruck- und Gasmengenregler	9
2.7 Gasmessanlage	9
2.7.1 Auslegungskriterien	9
2.7.2 Anzahl der Messstrecken	9
2.7.3 Hauptmessung	10
2.7.4 Gasbeschaffenheitsmessanlagen	10
2.7.5 Durchflussregelung	10
2.7.6 Messdatenregistrierung	11
2.8 Stromversorgung	11
2.9 Datenübertragung	11
3 Anforderung an die Gasmesseinrichtung	12
3.1 Allgemeines	12
3.2 Gaszähler	12
3.3 Mengenumwerter	12
3.4 Prozessgaschromatographen	13
4 Betrieb von GDRM	13
4.1 Allgemeines	13
4.2 Rechte und Pflichten	14
4.3 Mengenermittlung	14
4.3.1 Anforderungen an die Beschaffenheit des Gases bei Einspeisungen aus Speichern und inländischer Produktion (ohne Biogas)	15
4.3.2 Auszuschließende Beeinflussungen durch eingespeiste Gase	16
4.4 Inbetriebnahme und Betrieb	16
4.4.1 Vorbereitende Maßnahmen	16
4.4.2 Inbetriebnahme	17
4.4.3 Betrieb	17
4.5 Instandhaltung	17
4.6 Eichung, Nacheichung, Prüfung der Messgeräte und Nachverrechnung	18
4.6.1 Eichrechtliche Prüfungen	18
4.6.2 Nachverrechnung	18
5 Biogaseinspeiseanlagen für Gase nach G 260 / G 262	19
5.1 Allgemeines	19
5.1.1 Technische Vorschriften	19

5.1.2	Planungsverlauf und Anschlussanlage	19
5.1.3	Schema des Biogasnetzanschlusses mit Messkonzept	20
5.1.4	Qualifikation von Leistungserbringern	20
5.1.5	Anforderungen an die Beschaffenheit des Gases	21
5.1.6	Auszuschließende Beeinflussungen durch eingespeiste Gase	22
5.2	Eigentum	22
5.3	Anschlussleitung	22
5.3.1	Hinweise zum Anschluss an das Leitungssystem	22
5.4	Aufbau der Anschlussanlage	23
5.4.1	Anlagengebäude	23
5.4.2	Messanlagen	23
5.4.3	Brennwert-/Gasbeschaffenheitsmessanlage	23
5.4.4	Messdatenregistrierung	23
5.4.5	Stromversorgungsanlage	24
5.5	Eichung, Nacheichung, Prüfung der Messgeräte und Nachverrechnung	24
5.6	Inbetriebnahme / Aufnahme der Anschlussanlage	25
5.6.1	Vorbereitende Maßnahmen	25
5.6.2	Inbetriebnahme	25
5.7	Betrieb und Instandhaltung	25
6	Anlagen	26
6.1	Technische Mindestanforderungen an Messanlagen	26
6.2	Fehlergrenzen	27
6.2.1	Fehlergrenzen Volumenmessung	27
6.2.2	Fehlergrenzen GBH-/ G 260-Messtechnik	28

GRUNDSÄTZE

A. ANWENDUNGSBEREICH

Diese Richtlinie gilt für die Planung und den Bau von Netzanschlüssen und deren Gasdruckregel- und Gasmessanlagen (GDRM) mit einem Nenndruck von mehr als 1 bar, deren Erweiterungen und Änderungen sowie den Betrieb bestehender Anlagen, die in direkter Verbindung mit dem GTG Leitungsnetz stehen. Darüber hinaus enthalten sie ergänzende Anforderungen für die Planung, Errichtung und Änderung von Anlagen für die Gasmengenmessung mit einer Auslegungskapazität gleich oder größer 500 m³/h und für Betriebsüberdrücke gleich oder größer 1 bar, die nach den DVGW Arbeitsblättern G 491 und G 492 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (nachfolgend „DVGW“ genannt) zu errichten sind.

Netzanschlüsse mit einer Kapazität kleiner 500 m³/h oder einem Betriebsüberdruck kleiner 1 bar unterliegen nicht den Zusatzanforderungen aus dieser Richtlinie, solange sie ausschließlich der Entnahme von Gas aus dem Leitungsnetz der GTG dienen. Sie müssen den allgemein gültigen gesetzlichen Vorschriften und technischen Regelwerken entsprechen.

Ist die Gasmessanlage Bestandteil einer Gasdruckregelanlage, so ist hinsichtlich der Abgrenzung der Gasdruckregelanlage zu dem übrigen Anlagensystem das DVGW- Arbeitsblatt G 491 maßgeblich.

Die in dieser Richtlinie beschriebenen Netzanschlüsse können entweder der Entnahme von Gas aus dem Leitungsnetz der GTG dienen oder zum Zwecke der Übergabe von Gas in das Leitungsnetz der GTG betrieben werden.

B. EIGENTUM UND KOSTEN

Dem Eigentümer und/oder jeweiligem Betreiber der GDRM obliegen entsprechend der Regelungen des EnWG Planung, Beschaffung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der GDRM einschließlich der eventuell erforderlichen Gebäude auf seine Kosten. Sind Eigentümer und Betreiber der GDRM nicht personenidentisch, so haften sie GTG gesamtschuldnerisch.

Der an das Leitungsnetz der GTG anschließende Netzbetreiber (nachfolgend „Netzkopplungspartner“) und GTG haben das Recht, Zusatzeinrichtungen auch in den Anlagen des jeweils anderen zu installieren und zu betreiben.

Im Falle der Entnahmen von Gas aus dem Leitungsnetz der GTG ist die Eigentumsgrenze zwischen der Anschlussleitung und der GDRM in Gasflussrichtung die letzte Schweißnaht vor dem stationeingsseitigen Isolierstück, falls in der Netzkopplungsvereinbarung nichts anderes vereinbart ist. Im Falle der Einspeisung von Gas in das Leitungsnetz der GTG ist die Eigentumsgrenze zwischen der GDRM und der Anschlussleitung in Gasflussrichtung die erste Schweißnaht hinter dem stationsausgangseitigen Isolierstück, falls in der Netzkopplungsvereinbarung nichts anderes vereinbart ist.

Die Anschlussleitung verbindet das Leitungsnetz der GTG mit der GDRM. GTG obliegt, auf Basis der gesetzlichen Vorgaben Planung, Bau und Betrieb der Anschlussleitung und die Festlegung des Abgangspunktes dieser Leitung der GTG vom Leitungsnetz der GTG.

Der sich an das Leitungsnetz der GTG anschließende Netzkopplungspartner hat die Gesamtkosten für die Anschlussleitung, die Anbindung der Anschlussleitung an das Leitungsnetz der GTG, die Errichtung der GDRM, d.h. die Anbindung des Netzes des Netzkopplungspartners an das Leitungsnetz der GTG einschließlich der Einrichtungen zur Datenfernübertragung sowie sämtliche mit der Errichtung der Anschlussleitungen verbundenen Kosten zu tragen. Die Instandhaltung der Anschlussleitung erfolgt durch GTG auf ihre Kosten und in ihrer Verantwortlichkeit. Die Instandhaltung und der Betrieb der GDRM erfolgt auf Kosten und in Verantwortung des anschließenden Netzkopplungspartners. Veranlasst der anschließende Netzkopplungspartner die Aufgabe des Netzanschlusses, so hat er GTG die Kosten des Rückbaus der Anschlussleitung zu ersetzen. Dies bezieht die Kosten des Rückbaus der Einbindung der Anschlussleitung an das Leitungsnetz der GTG mit ein.

Der Übergabepunkt für das zu transportierende Erdgas ist die vorgenannte Eigentumsgrenze.

C. NETZANSCHLÜSSE

1 ALLGEMEINES

Der Netzanschluss wird von GTG von der Verbindung zum Leitungsnetz der GTG bis zur Eigentumsgrenze geplant, errichtet und betrieben und verbleibt im Eigentum der GTG. Die genaue Lage, der Einbau, die technische Ausführung sowie die technische Inbetriebnahme und Eigentumsgrenze sind zwischen den Netzkopplungspartnern im Vorfeld abzustimmen.

GTG veranlasst die Herstellung der Netzanschlusseinrichtung und deren Einbindung in das Leitungsnetz der GTG. Der sich anschließende Netzkopplungspartner ist verpflichtet, die durch die Planung und Errichtung der GTG entstehenden Kosten zu tragen.

1.1 TECHNISCHE VORSCHRIFTEN

Anlagen gemäß DVGW Arbeitsblatt G 459-2, G 491 und G 492 zur Entnahme von Erdgas sind Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Hinsichtlich der Anforderungen an Energieanlagen gilt nach § 49 EnWG: Anlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dazu sind die wesentlichen Anforderungen verschiedener Arbeitsblätter der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), in denen die in Deutschland geltenden, allgemein anerkannten technischen Regeln der Gaswirtschaft festgelegt sind, einzuhalten. Darüber hinaus sind alle in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Regeln und Richtlinien zum Bau und Betrieb von Anlagen zur Entnahme von Erdgas zu beachten, auch wenn sie in diesen technischen Anschlussbedingungen nicht ausdrücklich erwähnt sind. Hierzu zählen insbesondere die Unfallverhütungs- und Arbeitsschutzrichtlinien.

Zur Wahrung der technischen Sicherheit, der Versorgungssicherheit und des Umweltschutzes sind diese technischen Mindestanforderungen unbedingt und zu jeder Zeit einzuhalten. Veränderungen im Zuständigkeitsbereich des anschließenden Netzkopplungspartners, die Rückwirkungen auf den Netzanschluss oder das Leitungsnetz der GTG haben könnten, sind mit GTG abzustimmen und bedürfen vor der technischen Ausführung der schriftlichen Zustimmung durch GTG. Im Zweifelsfall ist GTG nachzuweisen, dass Veränderungen keine störenden Rückwirkungen auf die Infrastruktur der GTG haben.

1.2 GRUNDSÄTZLICHEN ANFORDERUNGEN

Zur Ermittlung der in das Leitungsnetz der GTG übergebenen bzw. aus dem Leitungsnetz der GTG abgegebenen Energiemengen werden Einspeise- bzw. Ausspeisemessanlagen eingesetzt.

Für die Durchflussmessung sind nur solche Messeinrichtungen zulässig, die den Anforderungen aus dem Gesetz über das Mess- und Eichwesen – Eichgesetz – und der Eichordnung entsprechen. Bei Gasmessanlagen im grenzüberschreitenden Verkehr müssen zusätzlich international anerkannte Standards Berücksichtigung finden.

Die Mengenumwertung muss mit elektronischen Dichte- oder PTZ-Mengenumwertern durchgeführt werden. Zur Berechnung der Realgasfaktoren dürfen Festwerte der Gaszusammensetzung verwendet werden, wenn in der Gasmessanlage die Gaszusammensetzung nicht online ermittelt wird.

Die Einspeisegasmessanlage dient zur Übernahme von Erdgas aus einem anderen Netz in das Leitungsnetz der GTG.

Der Brennwert ist indirekt mittels mindestens 11 Komponenten Prozessgaschromatographen (PGC) aus der Gaszusammensetzung zu ermitteln. Es muss gewährleistet sein, dass der PGC das Messgas in folgende mindestens 11 Komponenten auftrennen kann:

- Stickstoff
- Methan
- Kohlendioxid
- Ethan
- Propan
- i-Butan
- n-Butan
- neo-Pentan
- i-Pentan
- n-Pentan
- Hexan

Diese Geräte müssen dem Stand der Technik entsprechen und eine Konformitätsbewertung nach MID besitzen.

Die Ausspeisemessanlage dient zur Abgabe von Erdgas aus dem Leitungsnetz der GTG an nachgelagerte Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber oder Letztverbraucher. Für Ausspeisemessanlagen wird der Brennwert mittels eines PTB zugelassenen

Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssysteme oder durch ein nach dem DVGW Arbeitsblatt G 486 zugelassenes Verfahren berechnet. Unabhängig davon kann der Betreiber einer Ausspeisemessanlage auf seine Kosten ein dem Stand der Technik entsprechendes und PTB zugelassenes Brennwertmessgerät installieren und betreiben.

1.3 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die GDRM ist so zu planen und zu bauen, dass bei Störungen an der GDRM keine Unterbrechungen des Gasstroms auftreten.

1.4 UMGEBUNGSBEDINGUNGEN

Um die geforderte Messgenauigkeit und Betriebssicherheit auf Dauer sicherzustellen, dürfen keine störenden Einflüsse auf die Messeinrichtung wirken. Beeinträchtigungen können insbesondere verursacht werden durch:

- Störung des Strömungsprofils vor und nach dem Gaszähler, z.B. Drall
- Pulsationen
- Vibrationen, Resonanzen
- Schall
- stark wechselnder Durchfluss oder Durchfluss im Q_{min} -Bereich
- starke Schwankungen von Druck und Temperatur des zu messenden Gases
- Druck- und Temperatureinflüsse aus der Umgebung
- Feuchtigkeit und Verunreinigung des Gases
- elektromagnetische Beeinflussung.

Die störenden Einflüsse sind in ihrer Wirkung durch geeignete Maßnahmen auf ein Niveau zu reduzieren, das nachweislich keinen Einfluss auf die Messeinrichtung hat.

Die in dem DVGW-Arbeitsblatt G 492 festgelegten und in diesen GTG Bedingungen spezifizierten Anforderungen an die Umgebungsbedingungen sind ohne Einschränkungen einzuhalten.

1.5 QUALIFIKATION VON LEISTUNGSERBRINGERN

Die Errichtung, Änderung und Rückbau des Anschlusses und der Anschlussanlage erfolgt ausschließlich durch qualifizierte Personen, die die Anforderungen des DVGW-Regelwerkes und weiterer einschlägiger gesetzlicher und behördlicher Vorgaben erfüllen.

2 PLANUNG UND BAU

Planung und Bau der GDRM stimmt der jeweilige Netzkopplungspartner mit GTG ab. Hierzu stellt der anschließende Netzkopplungspartner alle erforderlichen schriftlichen Unterlagen, Dokumentationen und Zeichnungen, nachfolgend „Planungsunterlagen“ genannt, rechtzeitig vor Auftragsvergabe zwecks Prüfung in 2-facher Ausführung, zur Verfügung. Entsprechen diese Planungsunterlagen den einschlägigen Bestimmungen der Netzkopplungsvereinbarung und dieser Richtlinie, wird die Zustimmung durch GTG erteilt und dem Netzkopplungspartner eine Ausführung der Planungsunterlagen mit Bestätigungsvermerk übergeben. Im Falle einer Nichtbestätigung werden die Änderungswünsche der GTG dem Netzkopplungspartner schriftlich mitgeteilt.

Rechtzeitig vor Inbetriebnahme der GDRM wird durch GTG die Übereinstimmung der Ausführung der Anlage mit den eingereichten und bestätigten Planungsunterlagen geprüft. Die vorgenannten Verpflichtungen des Netzkopplungspartners bleiben hiervon unberührt. Die Prüfung durch GTG entlastet den Ersteller der GDRM nicht aus seiner Verantwortung.

2.1 AUSRÜSTUNG DER GDRM

Die GDRM besteht aus den Hauptbaugruppen:

- Ein- und Ausgangsarmaturen
- Filterseparatoren
- Gasvorwärmung (bei techn. Erfordernis)
- Sicherheitsarmaturen (SAV), (SBV) (bei techn. Erfordernis)
- Gasdruck- und/oder Gasmengenregler
- Gasmessanlage

Weitere Anlagenteile sind:

- Unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlage
- Telefonanschluss
- Einrichtungen zur Datenfernübertragung und zur Messdatenregistrierung

2.2 EIN- UND AUSGANGSARMATUREN

Ein- und ausgangsseitige Absperrarmaturen stellen die Grenze zwischen der GDRM und dem übrigen Rohrleitungssystem dar und müssen den dafür geltenden Anforderungen entsprechen. Absperrarmaturen sind in Double-Block und \geq DN 150 mit einer Bleedarmatur auszurüsten.

2.3 FILTERSEPARATOREN

Zur Gewährleistung der ordnungsgemäßen Funktion der Messeinrichtungen sind geeignete Filterseparatoren den Messeinrichtungen vorzuschalten. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit müssen Filterseparatoren eine Differenzdrucküberwachung und eine Umgehungsleitung erhalten. Bei der Planung sind die Anforderungen an Filterseparatoren zu spezifizieren.

GTG und der Netzkopplungspartner können Abweichungen für Bestandsanlagen vereinbaren. Wird auf Filterseparatoren einvernehmlich verzichtet, so bedeutet dies nicht, dass GTG für Freiheit des übergebenen Gas von Schutz oder ähnlichem einsteht.

2.4 GASVORWÄRMUNG

Bei Druckreduzierungen, die eine Taupunktunterschreitung erwarten lassen, sind ausreichend dimensionierte Vorwärmer zu installieren. Dabei sollte die Gastemperatur in der Gasmessanlage $t = +5^{\circ}\text{C}$ nicht unterschritten werden. Die Vorwärmanlage ist mit Sicherheitseinrichtungen, die einen unzulässigen Druckanstieg auf der Wärmeträger- und Gasseite ausschließen, zu versehen.

2.5 SICHERHEITSARMATUREN

Vor den Gasdruckreglern sind Sicherheitsabsperrentile (SAV) gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 491 einzubauen. Zu jedem SAV müssen separate Messleitungen geführt werden, die einen funktionsgerechten Schließvorgang gewährleisten. Sicherheitsabblaseeinrichtungen (SBV) sind entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 491 einzubauen. Der Einsatz eines zusätzlichen SBV mit Ansprechüberwachung ist unverzichtbar, wenn zeitweise kein Erdgastransport erfolgt.

2.6 GASDRUCK- UND GASMENGENREGLER

Sind vor oder nach der Messeinrichtung Gasdruckregler bzw. Gasmengenregler angeordnet, so ist bei der Planung und bei der Ausführung sicherzustellen, dass keine Beeinträchtigung der Funktionstüchtigkeit der GDRM auftreten kann.

2.7 GASMESSANLAGE

Die Gasmessanlage soll grundsätzlich von einem Gebäude eingehaust sein.

Anlagenteile der Messeinrichtung können, solange dadurch weder die Betriebssicherheit der Messeinrichtung noch ihre Genauigkeit eingeschränkt wird, im Freien installiert werden. Diese Möglichkeit ist projektspezifisch zu prüfen.

2.7.1 AUSLEGUNGSKRITERIEN

Auslegungskriterien sind die von den vertraglichen Vereinbarungen abhängige Auslegungskapazität in m^3/h , die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Gasmessanlage, die geforderte Versorgungssicherheit und die Gasparameter.

2.7.2 ANZAHL DER MESSSTRECKEN

Für die Gasmessanlagen muss die Anzahl der Hauptmessungen so festgelegt werden, dass bei allen möglichen Mengensituationen die Gaszähler im zulässigen Messbereich betrieben werden können. Die nach diesem Standard maximal zulässige Kapazität je Messstrecke wird auf die Zählergröße G 4000 begrenzt.

Bei der Parallelschaltung von Messstrecken ist die Leitungsführung so zu planen, dass sich im Betrieb möglichst gleichmäßige Mengenflüsse je Messstrecke einstellen. Es ist zu gewährleisten, dass die Kapazität der Gaszähler so dimensioniert wird, dass bei dem maximal vorgesehenen Mengenfluss die Gaszähler nicht über 95% von Q_{max} belastet werden. Der minimal vorgesehene Mengenfluss muss im Bereich oberhalb von $1/20 Q_{max}$ eines Gaszählers liegen.

2.7.3 HAUPTMESSUNG

Die Hauptmessung kann aus einer oder mehreren parallelen Messstrecken bestehen, die jeweils mit einem Gaszähler, einem elektronischen Zustandsmengenumberter mit DSfG-Schnittstelle, Aufnehmern für Druck und Temperatur oder Normdichte und Betriebsdichte sowie mit gasdichten Absperrarmaturen ein- und ausgangsseitig auszurüsten sind.

Wenn die Absperrarmaturen mit Stellantrieben (Anforderung Pkt. 3.2.1 beachten) zur automatischen Zu- und Abschaltung von Messstrecken ausgerüstet sind, sind die Armaturen am Eingang mit einer Bypassleitung und mit einer Absperreinrichtung zur ferngesteuerten langsamen Befüllung der Messstrecke auszustatten. Die Ein- und Ausgangsarmaturen jeder Messstrecke sind mit Endlagenschaltern (Stellungsanzeigern) auszustatten, die fernübertragen werden können. Eine Messstrecken-Bypassleitung muss in geschlossener Stellung fixiert werden können und die Dichtheit muss bei $DN > 150$ überprüfbar sein.

2.7.4 GASBESCHAFFENHEITSMESSANLAGEN

Der Bedarf an Gasbeschaffenheitsmessanlagen ergibt sich aus den vertraglichen Vereinbarungen und der Notwendigkeit zur Überwachung bestimmter Gasbeschaffenheitskenngrößen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260.

Die grundsätzlichen Anforderungen an den Aufbau, den Betrieb und die Instandhaltung von Gasbeschaffenheitsmessanlagen sind im DVGW-Arbeitsblatt G 488 enthalten.

Für Geräte zur Bestimmung eichrelevanter Größen sind die in den Zulassungsbedingungen genannten Anforderungen maßgebend.

2.7.5 DURCHFLUSSREGELUNG

Zur Erfüllung vertraglicher Erfordernisse und/oder zum Schutz der Gasmengenmessung vor Überlast ist die Gasmessanlage bei Bedarf mit einer Einrichtung zur Durchflussregelung auszurüsten. Die Stellgeräte für die Durchflussregelung sind am Messstreckenausgang anzuordnen. Bei der Verwendung von Drehkolbenzählern können die Stellgeräte vor den Messeinrichtungen installiert werden.

Die Durchflussregelung ist so auszulegen, dass bei allen zu erwartenden Betriebsbedingungen das Regelverhalten stabil ist und keine störenden Schwankungen des Gasflusses auftreten, welche die Genauigkeit der Messeinrichtung beeinflussen könnten.

2.7.6 MESSDATENREGISTRIERUNG

Die Registrierung von abrechnungsrelevanten Daten hat gemäß dem jeweils gültigen DVGW-Arbeitsblatt G 485 „Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)“ zu erfolgen. Technische Lösungen, bei denen die Messwertregistrierinstanz im Mengenumwerter integriert ist, sind unter Beachtung der Anforderungen an die Redundanz der Gasmessanlage zulässig.

Die Anzahl der Messwertregistriergeräte ist abhängig von der Anzahl der Messstrecken und ob Hauptmessungen und Vergleichsmessungen bzw. Gasbeschaffenheitsmessungen vorhanden sind. Die Messwertregistriergeräte sollen über einen Baustein zur Abfrage des PTB Zeitdienstes (über einen Telefonanschluss) verfügen. In Ausnahmefällen ist die Ausstattung des Messwertregistriergerätes mit einer DCF 77 Funkuhr möglich.

In der Gasmessanlage muss die Möglichkeit zur Sommerzeitunterdrückung gegeben sein. Die Datenregistrierung hat in MEZ zu erfolgen. Die Messwertregistriergeräte müssen über eine Speicherkapazität von mindestens (Ausnahme Messdatenregistriergeräte an PGC) 40 Tagen verfügen.

2.8 STROMVERSORGUNG

Neben der Stromversorgung aus dem öffentlichen Stromversorgungsnetz ist eine unterbrechungsfreie Stromversorgung einzurichten, welche bei Netzausfall die elektrische Energieversorgung für zumindest fünf Stunden gewährleistet. Der GTG wird ein Stromversorgungsabgang der USV zur Verfügung gestellt. Hauptmessung und Vergleichsmessung sollen über voneinander unabhängige USV verfügen.

2.9 DATENÜBERTRAGUNG

Bei der technischen Spezifizierung der Datenfernübertragung von Messwerten aus der Gasmessanlage ist zwischen der Messdatenübertragung für das Leitsystem der GTG und der Übertragung von Verrechnungsdaten zu unterscheiden. Die Übertragung von Verrechnungsdaten aus dem Messwertregistriergerät ist über das Festnetz oder ein Mobilfunknetz möglich. Die Übertragung von Leitsystemdaten erfolgt im Normalfall mittels einer Verbindung zwischen der Fernwirkanlage und dem DSfG-Bus und der Fernwirkanlage und dem Automatisierungssystem. Sind beide Varianten nicht möglich, können zur Datenübertragung zum Leitsystem auch diskret verkabelte Signale dienen.

3 ANFORDERUNG AN DIE GASMESSEINRICHTUNG

3.1 ALLGEMEINES

Eine Gasmesseinrichtung besteht aus einem Gaszähler und einem Mengenumwerter mit Messwertaufnehmern.

Der Mengenumwerter muss das Normvolumen in m³ und bei Bedarf die Energie in MJ oder kWh bestimmen können und für beide Messergebnisse Zählwerte anzeigen.

Die Messeinrichtungen müssen den Anforderungen des Eichgesetzes entsprechen. Die Genauigkeit und die Betriebsbereiche der eingesetzten Messgeräte haben den im Pkt. 6 dieser Bedingungen festgelegten Werten zu entsprechen.

3.2 GASZÄHLER

Alle im geschäftlichen und amtlichen Verkehr zum Einsatz kommenden Gaszähler müssen eine PTB Zulassung besitzen und eichamtlich abgenommen sein. Die in den Zulassungsbedingungen genannten Einbaubedingungen sind als Mindestanforderungen zu verstehen. Aus den projektspezifischen Einsatzbedingungen können sich Zusatzforderungen für den Einbau der Zähler wie z.B. längere Ein- und Auslaufstrecken oder Strömungsgleichrichter ergeben.

Gaszähler, die im Druckbereich > 4 bar eingesetzt werden, müssen eine Hochdruckeichung besitzen. Diese soll mit einem Druck durchgeführt werden, der dem mittleren Betriebsdruck beim späteren Einsatz möglichst nahe kommt. Grundlage sind die PTB Prüfregeln Band 30 „Hochdruckprüfung von Gaszählern“. Die Hochdruckprüfung ist an 7 Prüfpunkten, bei Zählern ab G 2500 an 11 Prüfpunkten durchzuführen. Das Ergebnis der HD Prüfung ist bei Zählern ab G 2500 und Messung im Vordruckbereich zur Korrektur des HD Versatzes in die Mengenumwerter einzugeben.

3.3 MENGENUMWERTER

Das von den Gaszählern ermittelte Messergebnis unter Betriebsbedingungen ist mit elektronischen Mengenumwertern in den festgelegten Normzustand umzuwerten. Die Mengenumwerter müssen eine PTB Zulassung besitzen.

Für die Umwertung ist die Verwendung von Festwerten für Temperatur und Druck unzulässig. In Ausspeisegasmessanlagen können für die Gaszusammensetzung Fixwerte eingesetzt werden, wenn die notwendigen Gasbeschaffenheitswerte in der Messstation nicht online ermittelt werden.

Die Fixwerte der Gasbeschaffenheit müssen durch Parametrierung veränderbar sein. Onlinewerte der Gaszusammensetzung vom Prozessgaschromatographen sollen über die DSfG Schnittstelle der Mengenumwerter übernommen werden.

Die Mengenumwerter müssen die online Berechnung des Realgasfaktors ermöglichen. Im Rahmen der Konzepterstellung für die Gasmessanlage ist zu prüfen, welche Erdgasbeschaffenheit am betreffenden Netzpunkt anstehen kann. Hierbei ist das DVGW- Arbeitsblatt G 486 inklusive Beiblättern zu

berücksichtigen. Handelt es sich bei dem Erdgas um ein „unbehandeltes“ Erdgas, so ist für die Berechnung des Realgasfaktors die ISO 12213-2:1997 (S-GERG-Gleichung) anzuwenden. Wurde das Erdgas behandelt, d.h. bestimmte Komponenten entfernt oder eine Abmischung unter Verwendung eines solchen Gases hergestellt, dann ist bei Messdrücken > 25 bar zur Berechnung des Realgasfaktors die ISO 12213 - 2: 1997 (AGA 8 DC 92 Verfahren) oder ein anderes, zugelassenes Vollanalyse-Verfahren z.B. GERG 2004 anzuwenden.

Der Mengenumwerter muss eine DSfG Schnittstelle für den Transfer von Verrechnungsdaten besitzen, über den auch ein Zugriff mittels Fernwirkanlage möglich ist, und zusätzlich einen völlig unabhängigen Datenweg zur Kommunikation mit dem Automatisierungssystem/Leitsystem aufbauen können (min. 4 Stromausgänge, 2 Impulsausgänge, 1 Warn- und 1 Alarmkontakt potentialfrei und ex-getrennt).

3.4 PROZESSGASCHROMATOGRAPHEN

Prozessgaschromatographen müssen eine Konformitätsbewertung nach MID besitzen. Zur Aufzeichnung der Messdaten und Kalibrierergebnisse ist ein elektronischer Datenspeicher notwendig. Der Datentransfer vom Gaschromatograph zu den Mengenumwertern und zu den Messwertregistriergeräten ist mittels DSfG Schnittstelle über einen separaten PGC-Rechner zu realisieren.

Zum Datenaustausch mit dem Automatisierungssystem müssen weitere Daten-Schnittstellen am PGC-Rechner vorhanden sein. Es sind Voraussetzungen zu schaffen, damit eine Fernrevision des PGC über die DSfG Schnittstelle möglich ist. Die Voraussetzungen umfassen die Fernauslösung und Fernüberwachung des Kalibriervorganges mit internem und externem Kalibriergas sowie die Erfassung aller Kalibrierergebnisse auf einem dafür zugelassenen MRG, den Datenfernabruf der Kalibrierergebnisse sowie deren Auswertung.

4 BETRIEB VON GDRM

4.1 ALLGEMEINES

Dieser Teil beinhaltet die Mindestanforderungen für den Betrieb bestehender Gasmessanlagen sowie solcher, die nach Inkrafttreten dieses Standards neu errichtet werden. Zusatzanforderungen die über die Anforderungen des Eichgesetzes hinausgehen, sind zwischen den Netzkopplungspartnern zu vereinbaren.

Der Eigentümer und/oder Betreiber der GDRM ist verpflichtet, dem entsprechenden Netzkopplungspartner alle Überprüfungen an den Bauteilen der Station rechtzeitig mitzuteilen. Nehmen die Vertreter der Parteien nicht an den Überprüfungen teil, so sind ihnen die Ergebnisse der Überprüfung umgehend mitzuteilen.

4.2 RECHTE UND PFLICHTEN

Die Netzkopplungspartner und GTG benennen bevollmächtigte Vertreter. Die bevollmächtigten Vertreter haben in Begleitung eines Mitarbeiters des Betreibers der GDRM das Recht zum Zutritt zu der GDRM. Die bevollmächtigten Vertreter haben rechtzeitig eine entsprechende Anmeldung beim Betreiber der GDRM vorzunehmen. In der Station ist ein Stationsbuch zu führen, in das jeder Besucher, der Zweck des Besuches und sonstige Vorkommnisse einzutragen sind.

Der Betreiber der GDRM hat den bevollmächtigten Vertretern besondere Vorkommnisse unverzüglich zu melden.

Amtliche Plomben an geeichten Messgeräten dürfen grundsätzlich nicht verletzt werden. Plomben eines bevollmächtigten Vertreters, z.B. an Absperrarmaturen von Umgehungsleitungen, dürfen nur im Beisein des jeweiligen bevollmächtigten Vertreters oder nach dessen Zustimmung entfernt werden. Nur bei Gefahr in Verzug ist eine Beseitigung der Plomben ohne vorherige Zustimmung zulässig. Die bevollmächtigten Vertreter sind hiervon unverzüglich, unter Angabe des Zeitpunktes und der Zählerstände der Mengenumwerter zum Zeitpunkt der Entfernung der Plombe, zu informieren. Nach Behebung der Störung sind die bevollmächtigten Vertreter zu verständigen und eine erneute gemeinsame Verplombung ist vorzunehmen.

Der Eigentümer und/oder Betreiber der GDRM räumt den Betreibern des vorgelagerten bzw. nachgelagerten Netzes das Recht ein, die in der Station erfassten Messwerte im festgelegten Umfang zur Fernübertragung an festgelegten Schnittstellen abzunehmen. Der für die Installation der Zusatzeinrichtungen erforderliche messtechnische Aufwand und Platzbedarf bedarf der vorherigen Abstimmung.

4.3 MENGENERMITTLUNG

Jede Gasmessanlage ist mit Messgeräten entsprechend dem Stand der Technik ausgerüstet. Wird ein systematischer Fehler festgestellt, so haben die Netzkopplungspartner die Ursache zu untersuchen und Maßnahmen zur Beseitigung des Fehlers einzuleiten.

Die Überwachung und Wartung der Gasmessanlage hat entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 492 zu erfolgen.

Ist dem Betreiber des der GDRM vorgeschalteten Netzes eine nennenswerte Änderung der Gaszusammensetzung bekannt, so sind diese Daten so bald wie möglich bekannt zu geben und die Einstellungen in den Mengenumwertern anzupassen. Liegen die Messergebnisse der Hauptmessung außerhalb der festgelegten Messgenauigkeit oder ist die Hauptmessung defekt, so sind die Messergebnisse der Vergleichsmessung/Reservemessung für die Mengenermittlung zu verwenden.

Der Betreiber der Gasmessanlage wird alle für die Rechnungslegung notwendigen Messdaten mittels zeitgemäßen Datentransfers auf seine Kosten den Betreibern der vor- und nachgeschalteten Netze zur Verfügung stellen.

4.3.1 ANFORDERUNGEN AN DIE BESCHAFFENHEIT DES GASES BEI EINSPEISUNGEN AUS SPEICHERN UND INLÄNDISCHER PRODUKTION (OHNE BIOGAS)

Für die Beschaffenheit von Gasen der öffentlichen Gasversorgung gilt in Deutschland das DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“, in welchem die brenntechnischen Kennwerte sowie die Richt- bzw. Grenzwerte für Gasbegleitstoffe festgelegt sind. Das Arbeitsblatt bildet die Grundlage für die Konstruktion und Auslegung der nach bestehenden Herstellungs- und Prüfnormen gebauten und für den Betrieb mit diesen Gasen zugelassenen Anlagen und Gasgeräten.

In dem Netzgebiete von GTG werden ausschließlich Gase der 2. Gasfamilie gemäß des o. g. Arbeitsblattes transportiert und verteilt. Die 2. Gasfamilie umfasst methanreiche Gase. Diese Gase sind entsprechend den Wobbe-Indizes in die Gruppen L (low, niederkalorisch) und H (high, hochkalorisch) unterteilt

Gase, die in Netze der öffentlichen Gasversorgung eingespeist werden, müssen für die uneingeschränkte Nutzung an allen Entnahmestellen geeignet sein. Gegebenenfalls ist eine Aufbereitung vor der Einspeisung erforderlich.

Austauschgase können das Erdgas in der Leitung bis zu 100 % ersetzen. Deshalb muss das Austauschgas allein bereits die Anforderungen von DVGW G 260 und DVGW G 262 vollständig erfüllen.

Gase dürfen nach ihrer Aufbereitung für den Einsatz in der öffentlichen Gasversorgung nur Begleitstoffe enthalten, die in Tabelle 3 des DVGW-Arbeitsblattes G 260 enthalten sind. Die dort aufgeführten Grenzwerte dürfen nicht überschritten werden.

Kohlenwasserstoff Kondensationspunkt	°C	- 10	Beim jeweiligen Übergabedruck
Wasser: Taupunkt	°C	- 10	Beim jeweiligen Übergabedruck
Nebel, Staub, Flüssigkeit		Technisch frei	
Sauerstoff-Volumenanteil			
in trockenen Verteilungsnetzen	%	3	
in feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5	
Gesamtschwefel			
Jahresmittelwert (ohne Odoriermittel)	mg/m ³	30	
Kurzzeitig	mg/m ³	150	
Mercaptanschwefel	mg/m ³	6	
Kurzzeitig	mg/m ³	16	
Schwefelwasserstoff	mg/m ³	5	
in Ausnahmefällen kurzzeitig	mg/m ³	10	

Tabelle 1: Grenzwerte von Begleitstoffen [Quelle: DVGW Arbeitsblatt G 260]

Für Dichte, Wobbe-Index, Flammgeschwindigkeit sowie die Methanzahl ist der Inhalt an Kohlendioxid und Stickstoff mitbestimmend. Die Methanzahl im Netzgebiet der GTG beträgt zwischen

80 und 100. Die Methanzahl ist bei der Brennwert-/Gasbeschaffenheitsmessung zu ermitteln und einzuhalten.

Um eine übermäßige Alterung des Leitungswerkstoffes oder andere ungünstige Auswirkungen zu vermeiden ist die Temperatur am Übergabepunkt auf max. 40 °C begrenzt.

Die brenntechnischen Eigenschaften von Gas werden darüber hinaus vom H₂-Gehalt und von anderen Kohlenwasserstoffen bestimmt.

Aufbereitete Gase müssen hinsichtlich der Anforderungen an den Gesundheits- und Umweltschutz dem Sicherheitsdatenblatt für „Erdgas, getrocknet“ entsprechen.

4.3.2 AUSZUSCHLIEßENDE BEEINFLUSSUNGEN DURCH EINGESPEISTE GASE

Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass Bestandteile oder Verunreinigungen des eingespeisten Gases nicht zur Schädigung oder zu Störungen an den damit betriebenen Anlagen von GTG und den angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen führen und dass bei der Verbrennung der Gase keine gesundheitsschädlichen Produkte entstehen.

Artfremde Substanzen können - je nach Art und Herkunft des organischen Materials für die Gaserzeugung - auch im Gas als Verunreinigungen auftreten. Dies gilt insbesondere für Deponiegase und für Gas aus der Fermentation von Biomüll. Artfremde Gase und Dämpfe können in Form von Treibgasen, Lösemitteln oder anderen organischen/anorganischen Verbindungen mit dem Müll auf die Deponie gelangt oder dort durch teilweise Zersetzung eingebrachter höherer Kohlenwasserstoff-Verbindungen entstanden sein. So können zum Beispiel Halogenkohlenwasserstoffe und siliziumorganische Verbindungen im Gas enthalten sein. Da Halogenkohlenwasserstoffe unter den Temperaturbedingungen einer Methanflamme und der Anwesenheit katalytischer Mengen Kupfers zu Dioxinen und Furanen reagieren können, dürfen Deponiegase nicht in die öffentliche Gasversorgung gelangen.

Störungen an Einrichtungen der GTG durch Spurenbestandteile wie Nebel, Staub oder Flüssigkeit sind auszuschließen.

4.4 INBETRIEBNAHME UND BETRIEB

4.4.1 VORBEREITENDE MAßNAHMEN

Rechtzeitig vor Inbetriebnahme der Anschlussanlage inklusive GDRM ist GTG Gelegenheit zu geben zu prüfen, ob die Anschlussanlage wie vereinbart errichtet wurde. Werden Abweichungen festgestellt, so ist festzulegen, wie diese Abweichungen beseitigt werden sollen und unter welchen Bedingungen der Betrieb möglicherweise dennoch aufgenommen werden kann.

Voraussetzung für die Inbetriebnahme ist die Erfüllung aller gesetzlichen und behördlichen Anforderungen sowie der Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik, insbesondere der DVGW-Regelwerke. Hierunter fallen auch die von behördlich anerkannten Sachverständigen bescheinigten Prüfungen zum Zweck der Abnahme der GDRM. Der Netzkopplungspartner hat die

Funktionstüchtigkeit der installierten Sicherheitseinrichtungen durch einen Sachkundigen feststellen zu lassen und durch Vorlage des Prüfprotokolls nachzuweisen. Eine Kopie der Bescheinigungen ist GTG vor Inbetriebnahme zu übergeben.

Die Genehmigung der zuständigen Behörde für die Errichtung und den Betrieb der Anlage ist GTG vorzulegen. Die Endabnahme der Anlage ist GTG unaufgefordert und unverzüglich nach Erhalt zuzustellen.

4.4.2 INBETRIEBNAHME

Sind die Voraussetzungen gemäß vorstehender Ziffer erfüllt, veranlasst GTG das Öffnen der außen liegenden Absperrarmatur vor der GDRM, die Kontrolle der Messgeräte und das Verplomben der Armaturen. Die Gaszähler sind innerhalb der zugelassenen Messbereiche zu betreiben.

Der Netzkopplungspartner hat dafür zu sorgen, dass bei der Inbetriebnahme Sachkundige zum Einstellen und zur Funktionsprüfung der Geräte anwesend sind.

4.4.3 BETRIEB

Der Netzkopplungspartner sorgt für Sauberkeit der Geräte und Räume. Betriebsfremde Gegenstände dürfen in der GDRM nicht vorhanden sein. Schäden, Störungen und Mängel an der GDRM, die die Funktionstüchtigkeit derselben beeinträchtigen sowie Maßnahmen zu deren Behebung sind der GTG mitzuteilen.

4.5 INSTANDHALTUNG

Der Netzkopplungspartner hält die Anschlussanlage inklusive GDRM gemäß den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 495 sowie der einschlägigen Unfallverhütungsvorschriften instand. Dabei ist für die GDRM der in der jeweiligen Bauartzulassung genannte Wartungsplan einzuhalten. Die geforderte Dokumentation der Instandhaltungsmaßnahmen legt der Netzkopplungspartner GTG auf Anforderung vor.

Schäden, Mängel und Störungen an der Anschlussanlage, die die Funktionstüchtigkeit der Messanlage beeinträchtigen, sowie Maßnahmen zu deren Beseitigung, hat der Anschlussnehmer GTG unverzüglich fernmündlich und schriftlich mitzuteilen.

Plomben an den der Mengenermittlung dienenden Messgeräten dürfen nur mit vorheriger Zustimmung von GTG, eichamtliche Plomben nur mit vorheriger Zustimmung des Eichamtes und von GTG entfernt werden.

Ist bei Störungen oder bei Gefahr im Verzug oder zur Vermeidung erheblicher Nachteile ausnahmsweise die sofortige Entfernung von Plomben erforderlich, wird der Anschlussnehmer GTG hierüber unverzüglich fernmündlich und schriftlich unterrichtet. Die erneute Verplombung der Mengenermittlung dienenden Messgeräte erfolgt durch das Eichamt in Anwesenheit von Mitarbeitern der GTG. In der Anschlussanlage dürfen keine betriebsfremden Gegenstände gelagert werden.

4.6 EICHUNG, NACHEICHUNG, PRÜFUNG DER MESSGERÄTE UND NACHVERRECHNUNG

4.6.1 EICHRECHTLICHE PRÜFUNGEN

Die Grundlage der eichrechtlichen Prüfungen bildet das Eichgesetz mit der zugehörigen Eichordnung in den jeweils gültigen Fassungen. In den Anhängen der Eichordnung sind Art und Umfang sowie die Eichgültigkeitsdauern der Prüfungen aufgelistet.

GTG sind die bei der Eichung der Messgeräte festgestellten Fehlerwerte vorzulegen, sofern entsprechende Unterlagen vom Hersteller erhältlich sind. Der Netzkopplungspartner hat die Messgeräte zur Wärmemengenberechnung innerhalb der jeweils geltenden Eichfehlergrenzen zu betreiben und die gesetzlich vorgeschriebenen Nacheichungen unverzüglich durchführen zu lassen.

Vor geplanten Eichungen, Nacheichungen und Prüfungen der Messanlage ist GTG rechtzeitig zu informieren, um ihr Gelegenheit zur Teilnahme zu geben. Der Anschlussnehmer stellt GTG die Ergebnisse der Eichungen, Nacheichungen und Prüfungen der Messgeräte in Kopie zur Verfügung.

Darüber hinaus behält sich GTG das Recht vor, die der Abrechnung dienenden Messgeräte zu prüfen. Die Termine werden im Einzelfall zwischen dem Anschlussnehmer und GTG abgestimmt.

Gaszähler, die mit einem Messdruck (Überdruck) von $P_e > 4$ bar betrieben werden, sind einer Hochdruckprüfung (HD-Prüfung) bei den zu erwartenden mittleren Betriebsbedingungen zu unterziehen. Um die Teilnahme an der HD-Prüfung zu ermöglichen, sind die HD-Prüftermine GTG rechtzeitig mitzuteilen. Wenn die Eichfehlergrenzen des Gaszählers im Niederdruck-Bereich im Anschluss an die HD-Prüfung bzw. durch eine Messbereichserweiterung überschritten werden, so ist eine HD-Eichung bzw. HD-Beglaubigung gemäß PTB-Richtlinie G 7 durchzuführen. Die Regelungen gelten für Nacheichungen entsprechend.

GTG behält sich das Recht vor, in angemessenen Zeiträumen die Hauptmessstrecke zu prüfen. Zu diesem Zweck wird bei Gasvolumenmessanlagen die Kontrollmessstrecke in Reihe geschaltet. Die Prüftermine werden im Einzelfall zwischen dem Anschlussnehmer und GTG abgestimmt.

Bei Gasvolumenmessanlagen mit Mengenumwertern wird von GTG für die Lieferjahresmenge nachträglich gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 Ziffer 6.3 die prozentuale Abweichung A, die auf den im Zustandsmengenumwerter vorgegebenen Parametern basiert, von den tatsächlichen Werten ermittelt.

Ergibt sich dabei eine Abweichung, die dem Betrag nach 0,25 % überschreitet, so erfolgt von GTG eine entsprechende Korrektur und Nachverrechnung. Bei einer Abweichung von $A < 0,25\%$ wird keine Korrektur und Nachverrechnung vorgenommen. Die Daten zur Ermittlung der Parameter für die Korrektur gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 Ziffer 6.2 werden durch GTG ermittelt.

4.6.2 NACHVERRECHNUNG

Die Vorgaben der §§ 47, 48 GasNZV zur Nachprüfung von Messeinrichtungen und zum Vorgehen bei Messfehlern gelten entsprechend.

5 BIOGASEINSPEISEANLAGEN FÜR GASE NACH G 260 / G 262

5.1 ALLGEMEINES

5.1.1 TECHNISCHE VORSCHRIFTEN

Anlagen zur Einspeisung von Biogas sind Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Hinsichtlich der Anforderungen an Energieanlagen gilt nach § 49 EnWG: Anlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dazu sind die wesentlichen Anforderungen verschiedener Arbeitsblätter der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), in denen die in Deutschland geltenden, allgemein anerkannten technischen Regeln der Gaswirtschaft festgelegt sind, einzuhalten. Darüber hinaus sind alle in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Regeln und Richtlinien zum Bau und Betrieb von Anlagen zur Einspeisung zu beachten, auch wenn sie in diesen technischen Anschlussbedingungen nicht ausdrücklich erwähnt sind. Hierzu zählen insbesondere die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) sowie Unfallverhütungs- und Arbeitsschutzrichtlinien. Neben den allgemein anerkannten Regeln der Technik gelten die Festlegungen im Netzanschlussvertrag (NAV), welcher zwischen GTG und dem Anschlussnehmer geschlossen wird. Sollte darin etwas Abweichendes zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik festgelegt sein, so ist die Regelung im Netzanschlussvertrag maßgeblich.

Zur Wahrung der technischen Sicherheit, der Versorgungssicherheit und des Umweltschutzes sind diese technischen Mindestanforderungen unbedingt einzuhalten. Veränderungen im Zuständigkeitsbereich des Anschlussnehmers, die Rückwirkungen auf den Netzanschluss oder das Gasversorgungsnetz haben können, sind mit GTG abzustimmen und bedürfen vor der technischen Ausführung der schriftlichen Zustimmung durch GTG. Im Zweifelsfall ist GTG nachzuweisen, dass Veränderungen keine Rückwirkungen auf die Infrastruktur von GTG haben.

5.1.2 PLANUNGSVERLAUF UND ANSCHLUSSANLAGE

Die Planung von Anlagen und Leitungen nach diesen Anschlussbedingungen ist mit GTG abzustimmen. Plant ein potenzieller Anschlussnehmer die Einspeisung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas in das Gasversorgungsnetz von GTG, so hat er den Kontakt mit GTG hinsichtlich einer Netzanschlussprüfung zu suchen.

Nach Vorliegen des positiven Ergebnisses der Netzanschlussprüfung und Abschluss des Netzanschlussvertrages folgt eine gemeinsame Planung. Der weitere Verlauf des Projektes wird in einem Realisierungsfahrplan dargestellt, der mit einem geplanten Einspeisetermin und dem Zeitraum des Probetriebes endet.

5.1.3 SCHEMA DES BIOGASNETZANSCHLUSSES MIT MESSKONZEPT

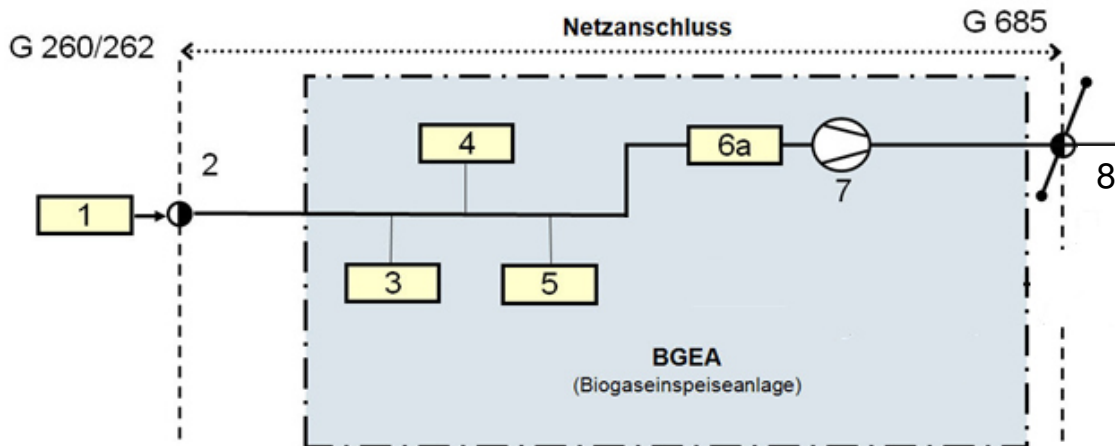


Abbildung 1: Biogasnetzanschluss mit Messkonzept

Nummer	Bezeichnung	Erläuterung
1	BGAA (Biogasaufbereitungsanlage) inklusive Anschlussstutzen	Gasanlage des Anschlussnehmers (Aufbereitung auf vereinbarte Werte innerhalb der Vorgaben G260/G262)
2	Übergabepunkt	Eigentumsgrenze zwischen Anschlussnehmer und GTG
3	Überwachung G 260/262	PGC 1 und geeichte Mengenmessung
4	Konditionierung Flüssiggas oder Luft (inkl. Messung bei Einsatz von Flüssiggas)	Geeichte Mengenmessung zur Differenzermittlung
5	Modulierende Fackel und Überwachung G685	PGC 2 und geeichte Mengenmessung zur Differenzermittlung
6a	Geeichte Messung (Menge und Qualität)	Abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Messwerte gemäß G685
7	Verdichter	Verdichtung in das Hochdrucknetz
8	Anschlusspunkt Hochdrucknetz	Anschlusspunkt des Netzanschlusses an das Gasversorgungsnetz (Hochdrucknetz)

Tabelle 2: Erläuterungen Biogasnetzanschluss mit Messkonzept

Vom vorgenannten Schema kann GTG je nach technischen und örtlichen Gegebenheiten abweichen.

5.1.4 QUALIFIKATION VON LEISTUNGSERBRINGERN

Die Errichtung, Änderung und Rückbau des Anschlusses und der Anschlussanlage erfolgt ausschließlich durch qualifizierte Personen, die die Anforderungen des DVGW-Regelwerkes und weiterer einschlägiger gesetzlicher und behördlicher Vorgaben erfüllen.

5.1.5 ANFORDERUNGEN AN DIE BESCHAFFENHEIT DES GASES

Für die Beschaffenheit von Gasen der öffentlichen Gasversorgung gilt in Deutschland das DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“, in welchem die brenntechnischen Kennwerte sowie die Richt- bzw. Grenzwerte für Gasbegleitstoffe festgelegt sind. Das Arbeitsblatt bildet die Grundlage für die Konstruktion und Auslegung der nach bestehenden Herstellungs- und Prüfnormen gebauten und für den Betrieb mit diesen Gasen zugelassenen Anlagen und Gasgeräten.

In den Netzgebieten von GTG werden ausschließlich Gase der 2. Gasfamilie gemäß des o. g. Arbeitsblattes transportiert und verteilt. Die 2. Gasfamilie umfasst methanreiche Gase. Diese Gase sind entsprechend den Wobbe-Indizes in die Gruppen L (low, niederkalorisch) und H (high, hochkalorisch) unterteilt.

Gase, die in Netze der öffentlichen Gasversorgung eingespeist werden, müssen für die uneingeschränkte Nutzung an allen Entnahmestellen geeignet sein. Gegebenenfalls ist eine Aufbereitung erforderlich.

Gase dürfen nach ihrer Aufbereitung für den Einsatz in der öffentlichen Gasversorgung nur Begleitstoffe enthalten, die in Tabelle 3 des DVGW-Arbeitsblattes G 260 enthalten sind. Die dort aufgeführten Grenzwerte dürfen nicht überschritten werden.

Kohlenwasserstoff Kondensationspunkt	°C	- 10	Beim jeweiligen Übergabedruck
Wasser: Taupunkt	°C	- 10	Beim jeweiligen Übergabedruck
Nebel, Staub, Flüssigkeit		Technisch frei	
Sauerstoff-Volumenanteil			
in trockenen Verteilungsnetzen	%	3	
in feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5	
Gesamtschwefel			
Jahresmittelwert (ohne Odoriermittel)	mg/m ³	30	
Kurzzeitig	mg/m ³	150	
Mercaptanschwefel	mg/m ³	6	
Kurzzeitig	mg/m ³	16	
Schwefelwasserstoff	mg/m ³	5	
in Ausnahmefällen kurzzeitig	mg/m ³	10	

Tabelle 3: Grenzwerte von Begleitstoffen [Quelle: DVGW Arbeitsblatt G 260]

Für Dichte, Wobbe-Index, Flammgeschwindigkeit sowie die Methanzahl ist der Inhalt an Kohlendioxid und Stickstoff mitbestimmend. Die Methanzahl im Netzgebiet der GTG beträgt zwischen 80 und 100. Die Methanzahl ist bei der Brennwert-/ Gasbeschaffenheitsmessung zu ermitteln und einzuhalten.

Um eine übermäßige Alterung des Leitungswerkstoffes oder andere ungünstige Auswirkungen zu vermeiden ist die Temperatur am Übergabepunkt auf max. 40 °C begrenzt.

Die brenntechnischen Eigenschaften von Gas werden darüber hinaus vom H₂-Gehalt und von anderen Kohlenwasserstoffen bestimmt.

Aufbereitete Gase müssen hinsichtlich der Anforderungen an den Gesundheits- und Umweltschutz dem Sicherheitsdatenblatt für „Erdgas, getrocknet“ entsprechen.

5.1.6 AUSZUSCHLIEBENDE BEEINFLUSSUNGEN DURCH EINGESPEISTE GASE

Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass Bestandteile oder Verunreinigungen des eingespeisten Gases nicht zur Schädigung oder zu Störungen an den damit betriebenen Anlagen von GTG und der angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen führen und dass bei der Verbrennung der Gase keine gesundheitsschädlichen Produkte entstehen.

Artfremde Substanzen können - je nach Art und Herkunft des organischen Materials für die Gaserzeugung - auch im Gas als Verunreinigungen auftreten. Dies gilt insbesondere für Deponiegase und für Gas aus der Fermentation von Biomüll. Artfremde Gase und Dämpfe können in Form von Treibgasen, Lösemitteln oder anderen organischen/anorganischen Verbindungen mit dem Müll auf die Deponie gelangt oder dort durch teilweise Zersetzung eingebrachter höherer Kohlenwasserstoff-Verbindungen entstanden sein. So können zum Beispiel Halogenkohlenwasserstoffe und siliziumorganische Verbindungen im Gas enthalten sein. Da Halogenkohlenwasserstoffe unter den Temperaturbedingungen einer Methanflamme und der Anwesenheit katalytischer Mengen Kupfers zu Dioxinen und Furanen reagieren können, dürfen Deponiegase nicht in die öffentliche Gasversorgung gelangen.

Störungen an Einrichtungen der GTG durch Spurenbestandteile wie Nebel, Staub oder Flüssigkeit sind auszuschließen.

5.2 EIGENTUM

Sofern nicht explizit etwas anderes vereinbart wird, gilt: Die Eigentumsgrenze zwischen dem Anschlussnehmer/der Aufbereitungsanlage und dem Netzbetreiber/dem Netzanschluss ist der Flansch bzw. die Schweißnaht der ausgangsseitigen Absperrarmatur der Biogasaufbereitungsanlage. Die Eigentumsgrenze wird im Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag Biogas beschrieben.

5.3 ANSCHLUSSLEITUNG

5.3.1 HINWEISE ZUM ANSCHLUSS AN DAS LEITUNGSSYSTEM

Ab der Ziffer 5.2 beschriebenen Eigentumsgrenze wird als Bestandteil des Netzanschlusses eine Anschlussleitung von der Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) bis zur Biogaseinspeiseanlage (BGEA) von GTG geplant und errichtet. Um eine übermäßige Alterung des Leitungswerkstoffes oder andere ungünstige Auswirkungen zu vermeiden ist die Temperatur am Übergabepunkt auf max. 40 °C begrenzt.

5.4 AUFBAU DER ANSCHLUSSANLAGE

5.4.1 ANLAGENGEBÄUDE

Die detaillierte Ausführung der Biogaseinspeiseanlage wird im Rahmen der gemeinsamen Planung gemäß GasNZV zwischen Anschlussnehmer und GTG festgelegt.

5.4.2 MESSANLAGEN

Folgende Werte müssen GTG über eine digitale Schnittstelle kontinuierlich zur Verfügung gestellt werden:

- Volumenstrom am Ausgang BGAA
- Druck am Ausgang BGAA
- Gastemperatur am Ausgang BGAA
- Methangehalt am Ausgang BGAA
- Taupunkt am Ausgang BGAA
- Gehalt an H₂S, H₂, O₂ und CO₂ am Ausgang BGAA (Betriebsmessungen)

5.4.3 BRENNWERT-/GASBESCHAFFENHEITSMESSANLAGE

In der Anschlussanlage ist durch den Anschlussnehmer eine geeichte Brennwert-/Gasbeschaffenheitsmessanlage zu installieren.

Die Messanlage ist in einem Raum aufzustellen, der nur messtechnischen und gasanalytischen Zwecken dient und den PTB-Anforderungen sowie den Anforderungen des DVGW entspricht.

Es muss sichergestellt sein, dass ein von der PTB für den eichpflichtigen Verkehr zugelassener Messwertausgang zur Weiterverarbeitung des Messsignals für GTG kostenlos zur Verfügung steht.

	L-Gas	H-Gas
Brennwertmessung		
Messdruck ≤ 25 bar(a)	X	X
Messdruck > 25 bar(a)	X	
Gasbeschaffenheitsmessung		
Messdruck ≤ 25 bar(a)		
Messdruck > 25 bar(a)		X
K-Zahlberechnung nach S-GERG-88	X	
K-Zahlberechnung nach AGA 8 DC 92		X

Tabelle 4: Zu verwendendes Messverfahren in Abhängigkeit vom Messdruck

5.4.4 MESSDATENREGISTRIERUNG

Das Messdatenregistriergerät dient der Aufzeichnung der für die Ermittlung der Wärmemengen maßgeblichen Messdaten. Der Anschlussnehmer installiert ein Messdatenregistriergerät und stellt die erforderlichen Messdaten entsprechend der Vorgabe von GTG zur Verfügung.

5.4.5 STROMVERSORGUNGSANLAGE

Sämtliche für die Messung, Erfassung und Registrierung sowie alle für eine fernbedienbare Absperrarmatur erforderlichen Anlagenteile der Anschlussanlage erforderlichen elektrisch betriebenen Geräte müssen an eine unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlage (USV-Anlage) angeschlossen werden. Die Anforderungen an die einzusetzende USV-Anlage, wie z. B. zulässige Toleranzen, Spannungen, Überbrückungszeiten, benötigte Leistungen oder Anzahl der zur Verfügung zu stellenden Sicherungsabgänge sind mit GTG abzustimmen. Der Anschlussnehmer ermöglicht es GTG, seine in der Anschlussanlage installierten Zusatzeinrichtungen unentgeltlich an die USV-Anlage anzuschließen und zu betreiben.

5.5 EICHUNG, NACHEICHUNG, PRÜFUNG DER MESSGERÄTE UND NACHVERRECHNUNG

Die Grundlage der eichrechtlichen Prüfungen bildet das Eichgesetz mit der zugehörigen Eichordnung in den jeweils gültigen Fassungen. In den Anhängen der Eichordnung sind Art und Umfang sowie die Eichgültigkeitsdauern der Prüfungen aufgelistet.

GTG sind die bei der Eichung der Messgeräte festgestellten Fehlerwerte vorzulegen, sofern entsprechende Unterlagen vom Hersteller erhältlich sind. Der Anschlussnehmer hat die Messgeräte zur Wärmemengenberechnung innerhalb der jeweils geltenden Eichfehlergrenzen zu betreiben und die gesetzlich vorgeschriebenen Nacheichungen unverzüglich durchführen zu lassen.

Vor geplanten Eichungen, Nacheichungen und Prüfungen der Messanlage ist GTG rechtzeitig zu informieren, um ihm Gelegenheit zur Teilnahme zu geben. Der Anschlussnehmer stellt GTG die Ergebnisse der Eichungen, Nacheichungen und Prüfungen der Messgeräte in Kopie zur Verfügung.

Darüber hinaus behält sich GTG das Recht vor, die der Abrechnung dienenden Messgeräte zu prüfen. Die Termine werden im Einzelfall zwischen dem Anschlussnehmer und GTG abgestimmt.

Gaszähler, die mit einem Messdruck (Überdruck) von $P_e > 4$ bar betrieben werden, sind einer Hochdruckprüfung (HD-Prüfung) bei den zu erwartenden mittleren Betriebsbedingungen zu unterziehen. Um die Teilnahme an der HD-Prüfung zu ermöglichen, sind die HD-Prüftermine GTG rechtzeitig mitzuteilen. Wenn die Eichfehlergrenzen des Gaszählers im Niederdruck-Bereich im Anschluss an die HD-Prüfung bzw. durch eine Messbereichserweiterung überschritten werden, so ist eine HD-Eichung bzw. HD- Beglaubigung gemäß PTB-Richtlinie G 7 durchzuführen. Die Regelungen gelten für Nacheichungen entsprechend.

GTG behält sich das Recht vor, in angemessenen Zeiträumen die Hauptmessstrecke zu prüfen. Zu diesem Zweck wird bei Gasvolumenmessanlagen die Kontrollmessstrecke in Reihe geschaltet. Die Prüftermine werden im Einzelfall zwischen dem Anschlussnehmer und GTG abgestimmt.

Bei Gasvolumenmessanlagen mit Mengenumwertern wird von GTG für die Lieferjahresmenge nachträglich gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 Ziffer 6.3 die prozentuale Abweichung A, die auf den im Zustandmengenumwerter vorgegebenen Parametern basiert, von den tatsächlichen Werten ermittelt.

Ergibt sich dabei eine Abweichung, die dem Betrag nach 0,25 % überschreitet, so erfolgt von GTG eine entsprechende Korrektur und Nachverrechnung. Bei einer Abweichung von $A < 0,25\%$ wird keine Korrektur und Nachverrechnung vorgenommen. Die Daten zur Ermittlung der Parameter für die Korrektur gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 Ziffer 6.2 werden durch GTG ermittelt.

Der Anschlussnehmer hat die zur Prüfung und Kalibrierung der Gasbeschaffenheitsmessgeräte erforderlichen Prüf- und Kalibriergase vorzuhalten. Es dürfen nur amtliche Prüf- und Kalibriergase mit Zertifikat verwendet werden. Der Anschlussnehmer trägt die für Eichungen, Nacheichungen und Prüfungen seiner Messanlagen anfallenden Kosten. GTG trägt ihre Aufwendungen selbst.

Die Vorgaben der §§ 47, 48 GasNZV zur Nachprüfung von Messeinrichtungen und zum Vorgehen bei Messfehlern gelten entsprechend.

5.6 INBETRIEBNAHME / AUFNAHME DER ANSCHLUSSANLAGE

5.6.1 VORBEREITENDE MAßNAHMEN

Zum Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme muss am Übergabepunkt kontinuierlich ausreichend Gas (gemäß Netzanschlussvereinbarung) durch den Einspeiser zur Verfügung gestellt werden, da ansonsten die Einstellungen und Abstimmungen der Anlagenkomponenten sowie die vorgeschriebenen technischen Abnahmen nicht vorgenommen werden können. Verzögerungen, die auf nicht ausreichend oder nicht kontinuierlich genug zur Verfügung gestelltes aufbereitetes Biogas zurückgehen, sind nicht GTG anzulasten.

5.6.2 INBETRIEBNAHME

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt in Abstimmung mit dem Anschlussnehmer. Für einen kontinuierlichen Ablauf der Inbetriebnahme haben Beauftragte des Anschlussnehmers sowie des Netzbetreibers und ggf. auch weiteres Fachpersonal der Anlagenlieferanten dabei anwesend zu sein, um kompetent handeln und auf unvorhergesehene Umstände reagieren zu können.

5.7 BETRIEB UND INSTANDHALTUNG

Gemäß GasNZV ist der Netzbetreiber für Betrieb, Instandhaltung und Instandsetzung des Netzanschlusses zuständig.

6 ANLAGEN

6.1 TECHNISCHE MINDESTANFORDERUNGEN AN MESSANLAGEN

generelle Anforderungen an eine Messung	Anforderungen/ Kriterien
Ermittlung Vn: Registriergerät	Verfahrensgebiet I, G 685, Anhang B
Ermittlung Vn: ZMU inkl Registrierung	Verfahrensgebiet II und III, G 685, Anhang B
Ermittlung Vn: $K = f(p, T, x_i)$	Messdruck > 1 bar
Ermittlung Vn: $K = f(\text{AGA8}; \text{S-GERG-88})$	Messdruck > 21 bar
redundante Messung ab	10.000 m ³ n/h
Ausführung als Z-Schaltung	nein
Ausführung als Dauerreihenschaltung (DRS)	ja
Art der Dauerreihenschaltung	USZ - USZ alternativ: USZ - USZ (Beachtung PTB G-18)
davon Abrechnungszähler	2ter USZ
zusätzliche MS als Dauerreihenschaltung	≥ 150.000 m ³ /h
GBH-Messung	wenn in Reko Zulassung gefordert
G260-Messung	bei allen Einspeisemessanlagen
Datenfernübertragung separat für GTG	immer
Bereitstellung Daten für FW-Anlage der GTG	immer
Einhausung Messung	Gebäude
USV - Notstrom (gesicherte Versorgungsspannung)	>100.000 Nm ³ /h
Fehlergrenzen	Anforderungen/ Kriterien
Fehlergrenzen bei Inbetriebnahme, Eichung und Betrieb	siehe "Fehlergrenzen GTG"
Messstreckenaufbau	Anforderungen/ Kriterien
TRZ	10 DN Einlauf
USZ	Aufbau: Gleichrichter-10DN-USZ
DKZ, BGZ	keine besonderen Anforderungen
Durchmessersprünge: Flansche Messstrecke - Flansch USZ	max. 1%

Gaszähler	Anforderungen/ Kriterien
TRZ - nur mit Encoder, integriertem Gleichrichter, 2 x HF, 3DN-Baulänge, Normalläufer, mit Schmiereinrichtung	\leq DN400 und \leq G4000
DKZ - nur mit Encoder	\leq DP 16 und \leq G 1000 und \leq 10.000 m ³ n/h
USZ - nur mit 2 digitalen Schnittstellen	\leq 20 m/s und \leq DN500
Anschluss Impulse an MU über 2 x HF	immer erforderlich
Eichung gesamter Messstrecke (DRS)	je nach Anlagentyp
Mengenumberter	Anforderungen/ Kriterien
System-Mengenumberter: DSfG A und B, 2 getrennte IP,	
Kompaktmengenumberter: DSfG, DFÜ, Signatur wenn möglich	\leq 10.000 Nm ³ /h
DFÜ: mit Signatur wenn möglich	
Zählerstützpunkte im Mengenumberter	bei Bedarf
Druck und Temperaturaufnehmer: HART-Protokoll	\geq 10.000 Nm ³ /h
Mehrkanal-ZMU	nicht zugelassen

Tabelle 5: Technische Mindestanforderungen an Messanlagen

6.2 FEHLERGRENZEN

6.2.1 FEHLERGRENZEN VOLUMENMESSUNG

Zulässige Messabweichungen			
Gerät	Messbereich	Pm < 4 bar[1]	HD-Prüfung (für alle Qi)
Gaszähler \geq DN 100	Qt < Q < Qmax	\pm 0,5 %	\pm 0,3 % [2]
Auslegungsleistung < 10.000 m³/h			
Mengenumberter			\pm 0,5 %
Druckaufnehmer	20 - 100 %		\pm 0,3 %
Temperaturaufnehmer	0 - 30 °C		\pm 0,3 °C
Auslegungsleistung \geq 10.000 m³/h			
Mengenumberter			\pm 0,3 %
Druckaufnehmer	20 - 100 %		\pm 0,2 %
Temperaturaufnehmer	0 - 30 °C		\pm 0,2 °C
Dauerreihenschaltung			\pm 0,5 % Monatsmittelwerte des Normvolumens zwischen Haupt- und Vergleichszähler

Tabelle 6: Zulässige Fehlergrenzen bei Inbetriebnahme, Eichung und Betrieb

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

[2] Bei größeren Abweichungen muss eine Stützpunktkorrektur im Mengenumberter vorgenommen werden.

6.2.2 FEHLERGRENZEN GBH-/ G 260-MESSTECHNIK

Messgrößen	max. zul. Messabweichungen
DVGW G 685	
Brennwert Hs,n	± 0,15 % v.M.
Normdichte pn	± 0,15 % v.M.
PGC - Einzelkomponenten	0,5 x Eichfehlergrenze
DVGW G 260 / G 262	
Wassertaupunkt[1]	± 3 K bzw. 3 mg/m ³
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt[2]	± 3 K
Gesamtschwefel (rechnerisch)	1 mg/m ³
Schwefel in H ₂ S	0,5 mg/m ³
Schwefel in COS	0,5 mg/m ³
Merkaptanschwefel	0,5 mg/m ³
Sauerstoff	± 2 ppm im Bereich < 10 ppm des MB, ansonsten < 10 % v. MB

Tabelle 7: Maximal zulässige Messabweichungen in GBM (bei Inbetriebnahme, ggf. Eichung und Betrieb)

[1] Der Wassertaupunkt kann mittels der in der DIN 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/m³ Kohlenwasserstoff-Kondensat kommt. Das zur Kalibrierung der Messgeräte zum Einsatz kommende Verfahren ist in der Veröffentlichung:

Wolf, M.; F. Assandri, F.; Avila Calzada, S.; Benito A.; Duinkerken, J.; Höcher, Th.; Kersten, Ch.; Leininger, J.-Ph.; Postvoll, W.; Schreck, H.; Schulze, K.; Skouras, E.; Tastard, Ch.;

Van Canegham, P.: Installation, Calibration and Validation Guidelines for Online Hydrocarbon Dew Point Analyzers – GERG 1.64 – Phase 2; Proceeding International gas union research conference (IGRC), 2014 Kopenhagen, 36 S beschrieben.