DVGW
Regelwerk

Technische Regel

Arbeitsblatt G 2000 | Oktober 2006

Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze

ISSN 0176-3490
Preisgruppe: 7
© DVGW, Bonn, Oktober 2006

DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1 – 3
D-53123 Bonn

Telefon: +49 228 9188-5
Telefax: +49 228 9188-990
E-Mail: info@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de

Nachdruck und fotomechanische Wiedergabe, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung des DVGW e. V., Bonn, gestattet.

Vertrieb: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Josef-Wirmer-Str. 3, 53123 Bonn
Telefon: 02 28 91 91-40 · Telefax: 02 28 91 91-499
E-Mail: info@wvgw.de · Internet: www.wvgw.de
Art. Nr.: 306796

Inhalt

Vorwort 4

1 Anwendungsbereich 5

2 Normative Verweisungen 5

3 Begriffe 6

4 Beschreibung von Netztypen und Netzelementen 9
4.1 Netztypen 9
4.1.1 Druckgeregelte Netze 9
4.1.2 Mengengesteuerte Netze 9
4.2 Netzelemente und deren Transportkapazitäten 9
4.2.1 Rohrleitungen und Formstücke 9
4.2.2 Verdichteranlagen 10
4.2.3 Druckregelanlagen 10
4.2.4 Messanlagen 11
4.2.5 Konditionierungsanlagen 11

5 Technische Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschlüsse und Anlagen 11
5.1 Netzbetrieb 11
5.1.1 Planung des Netzbetriebes 11
5.1.2 Durchführung des Netzbetriebes 11
5.2 Technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss 12
5.2.1 Netzkopplungspunkt 12
5.2.2 Einspeisepunkt 12
5.2.3 Ausspeisepunkt 12
5.2.4 Netzanschlusspunkt 12
5.3 Technische Mindestanforderungen an Anlagen in Netzanschlüssen 13
5.3.1 Planung, Errichtung und Betrieb von Gas-Druckregel- und Messanlagen 13
5.3.2 Spezielle Anforderungen an Messanlagen 14
5.3.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen (Biomethananlagen) 16
5.3.4 LNG – Anlagen 16

6 Technisches Netzmanagement 16
6.1 Grundsätzliche Regelungen 16
6.1.1 Nominierungsverfahren 17
6.1.2 Nominierungsersatzverfahren 17
6.1.3 Minimaler Regelungsbedarf zwischen Transportkunde und Netzbetreiber 18
6.1.4 Minimaler Regelungsbedarf zwischen Netzbetreibern 18
6.2 Abwicklung von Transporten 19
6.2.1 Erreichbarkeit und Kommunikationstest 19
6.2.2 Nominierung 19
6.2.3 Nominierungsabgleich 19
6.2.4 Netzsteuerung 20
6.2.5 Mengenzuordnung (Allokation) 20
6.3 Bilanzierung von Transporten 21
6.4 Ausgleich von Mehr- und Mindermengen 21

7 Datenmanagement 21
7.1 Informationsflussmodelle für Messwerte 21
7.2 Eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte 21
7.3 Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung 22
7.4 Zeitbasis und Abrechnungsperioden 23
7.5 Erfassung, Bearbeitung und Bereitstellung von Daten 23
7.5.1 Erfassung der Messwerte 23
7.5.2 Rohdatensicherung 23
7.5.3 Steuerungsdaten 23
7.5.4 Kennzeichnung der Messwerte 23
7.5.5 Bearbeitung der Messwerte 23
7.5.6 Datenbereitstellung und Datenweitergabe 24
7.5.7 Überprüfung der bereitgestellten Messwerte 24
7.5.8 Datensicherheit und Datenschutz 24

Anhang 1
Informationsflussmodell für Abrechnungszählwerte 25

Vorwort

Das vorliegende DVGW-Arbeitsblatt beschreibt die technischen Mindestanforderungen hinsichtlich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze, und wurde unter Berücksichtigung der Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes formuliert.

Diese Technische Regel ist im Auftrag des Lenkungskomitees „Gasversorgung“ des DVGW unter Mitwirkung der interessierten Kreise erarbeitet worden. Sie repräsentiert eine allgemein anerkannte Regel der Technik und wird kontinuierlich an den technischen Fortschritt angepasst.

Das DVGW-Arbeitsblatt fügt sich in die bestehende Struktur von Gesetzen, Verordnungen und technischen Regeln zu Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Gasversorgungsnetzen ein. Es folgt dem Grundsatz der Subsidiarität und stellt gemeinsam mit dem mitgeltenden DVGW-Regelwerk und anderen relevanten technischen Vorschriften die technischen Mindestanforderungen dar. Damit werden die Objektivität und die Diskriminierungsfreiheit bezüglich der Interoperabilität und des Anschlusses an Gasversorgungsnetze sichergestellt.

1 Anwendungsbereich

Diese Technische Regel beschreibt die Mindestanforderungen bzgl. Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze im liberalisierten Gasmarkt. Sie gilt für Gasversorgungsnetze mit Gasen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, 2. Gasfamilie und für Gase nach dem DVGW Arbeitsblatt G 262.

Sie stellt die Umsetzung der technischen Anforderungen des EU-weiten und nationalen Energierechtes sicher.

Die Anwendung dieser Technischen Regel gewährleistet objektiv und diskriminierungsfrei

- die Interoperabilität von Gasversorgungsnetzen
- den korrekten Anschluss an Gasversorgungsnetze und
- eine korrekte Abwicklung der Transporte zwischen den Netzbetreibern und ihren Transportkunden sowie zwischen den Netzbetreibern untereinander.

Für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Gasversorgungsnetzen und -anlagen gelten weiterhin die allgemein anerkannten Regeln der Technik.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden normativen Dokumente enthalten Festlegungen, die durch Verweisung in diesem Text Bestandteil des vorliegenden Teils des DVGW-Regelwerkes sind. Bei datierten Verweisungen gelten spätere Änderungen oder Überarbeitungen dieser Publikation nicht. Anwender dieses Teils des DVGW-Regelwerkes werden jedoch gebeten, die Möglichkeit zu prüfen, die jeweils neusten Ausgaben der nachfolgend angegebenen normativen Dokumente anzuwenden. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen normativen Dokumentes. Aufgeführte DIN-Normen können Bestandteil des DVGW-Regelwerkes sein.

Gesetze, Richtlinien, Verordnungen

Gesetz, *Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).*

Gesetz, *Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz).*

Verordnung, *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV).*

Verordnung, *Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHL-VO).*

DIN-Normen

DIN EN ISO 6976, *Erdgas - Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung.*

DVGW-Regelwerk

DVGW-Arbeitsblatt G 260, *Gasbeschaffenheit.*

DVGW-Arbeitsblatt G 262, *Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 280-1, *Gasodorierung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 462, *Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck; Errichtung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 463, *Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck > 16 bar; Errichtung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 465-1 bis -4, *Überprüfen von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 4 bar.*

DVGW-Arbeitsblatt G 466-1, *Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar; Instandhaltung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 472, *Gasleitungen bis 10 bar Betriebsdruck aus Polyethylen (PE 80, PE 100 und PE-Xa); Errichtung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 486, *Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen; Berechnung und Anwendung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 488, *Anlagen für die Gasbeschaffenheit – Planung, Errichtung und 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 497, *Verdichteranlagen.*

DVGW-Arbeitsblatt G 499, *Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen.*

DVGW-Arbeitsblatt G 600, *Technische Regeln für Gas-Installationen (DVGW-TRGI).*

DVGW-Arbeitsblatt G 685, *Gasabrechnung.*

DVGW-Arbeitsblatt G 1000, *Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation des technischen Bereiches von Gasversorgungsunternehmen.*

DVGW-Arbeitsblatt GW 1200, *Grundsätze und Organisation des Bereitschafts- und Entstörungsdienstes für Gas- und Wasserversorgungsunternehmen.*

Bezugsquelle:
Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft
Gas und Wasser mbH
Postfach 14 01 51
53056 Bonn

ISO-Normen

ISO/IEC 8859-1, *Informationstechnik-8-bit einzelbytecodierte Schriftzeichensätze – Teil 1: Lateinisches Alphabet Nr. 1*

Bezugsquelle:
Beuth Verlag GmbH
Burggrafenstraße 6
10787 Berlin

Technische Richtlinien und Anforderungen der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB)

Technische Richtlinien G 8, *Gas-Druckregelgeräte für die Gasabrechnung*

Technische Richtlinien G 13, *Einbau und Betrieb von Turbinenradgaszählern*

PTB-Anforderungen 50.7, *Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme*

Bezugsquelle:
Physikalisch-Technische-Bundesanstalt
Referat Gesetzliches Messwesen
(Technische Richtlinien TRG) Referat Schrifttum
(PTB-Prüfregeln/Anforderungen)
Bundesallee 100
38116 Braunschweig

3 Begriffe

Allokation

Zuordnung von Gasmengen auf einzelne Transporte, wenn das Gas mehrerer Parteien ungetrennt voneinander übernommen oder übergeben und entsprechend ungetrennt voneinander gemessen wird.

Anschlussnehmer

Anschlussnehmer ist jede natürliche oder juristische Person, die Eigentümer oder Erbbauberechtigte eines an das Gasversorgungsnetz angeschlossenen Grundstücks oder Gebäudes ist. Er ist Partner des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt.

Ausspeisepunkt

Ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers entnommen werden kann.

Befundprüfung

Prüfung der messtechnischen Eigenschaften eines Messgerätes auf Veranlassung einer der an der Messung beteiligten Parteien.

Biomethan

Ein auf Erdgasbeschaffenheit aufbereitetes Biogas bzw. Gas aus Biomasse.

Brennwert

Die nach DIN EN ISO 6976 bei vollständiger Verbrennung frei werdende Wärme in Kilowattstunde pro Normkubikmeter. Nähere Informationen sind dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 zu entnehmen.

Einspeisepunkt

Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.

Ersatzwert

Hilfswert zum Ausgleich fehlender oder unplausibler Messwerte.

Gasbeschaffenheit

Die Gasbeschaffenheit bzw. die Anforderungen an die Brenngase der öffentlichen Gasversorgung werden in technischen Regeln festgelegt. Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 definiert verschiedene technische Begriffe sowie brenntechnische Kenndaten (Beispiele: Wobbe-Index, Brennwert, Methanzahl und relative Dichte) und klassifiziert Gasfamilien mit zugelassenen Bandbreiten für den Gehalt an Gasbestandteilen und Gasbegleitstoffen.

Gastag

Für die Gaswirtschaft spezifische Definition des Tages. Tagesbeginn ist um 06:00 Uhr (MEZ/MESZ), Ende des Tages ist um 06:00 Uhr (MEZ/MESZ) des Folgetages.

Gasversorgungsnetz

Gasversorgungsnetze im Sinne dieses Arbeitsblattes sind Fernleitungsnetze und Gasverteilnetze nach EnWG als System aus Gasleitungen, Gasübernahmestationen, Mess-, Steuer- und Regelanlagen, Druckabsicherungseinrichtungen, ggf. Verdichterstationen, allen relevanten Fernübertragungseinrichtungen sowie Leit-, Steuerungs- und Überwachungsfunktionen.

Kompatibilität

Das Gas muss einen ausreichenden Druck und eine Gasbeschaffenheit aufweisen, die eine Einspeisung unter Beachtung der eichrechtlichen Bestimmungen und unter Einhaltung des DVGW-Regelwerkes erlaubt.

Letztverbraucher

Kunden, die Gas für den eigenen Verbrauch kaufen.

Lieferant

Natürliche oder juristische Person, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Gas zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist.

Mess-, Steuer- und Regelanlagen (MSR-Anlagen bzw. MRS-Anlagen)

Einrichtungen im Gasversorgungsnetz, die zur Messung des Volumenstromes und ggf. der Beschaffenheit sowie zur Druck- oder Durchflussregelung des ein- oder ausgespeisten Gases dienen.

Messdatenregistriereinrichtung

Einrichtung zur Aufzeichnung des stündlichen Gasverbrauches und anderer Daten an einer Messstelle.

Messgerät

Gerät zur Erfassung einer oder mehrerer physikalischer Größen (z. B. Gaszähler, Mengenumwerter…).

Messstelle

Ort an dem Gas gemessen wird. An einer Messstelle befindet sich eine Messanlage mit allen zur abrechnungsrelevanten Messung der Gasmengen erforderlichen Messeinrichtungen/Messgeräten.

Messstellenbetreiber

Für den Einbau, den Betrieb und die Instandhaltung von einer Messstelle zugeordneten Messeinrichtungen verantwortliche juristische Person.

Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung

Nummer zur eindeutigen Identifikation einer Messstelle.

Messstellennummer

20stellige alphanumerische Kennung, die vom Netzbetreiber vergeben wird. Teil der Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung.

Netz

Siehe Gasversorgungsnetz.

Netzanschlusspunkt

Der Punkt, an dem der Transportkunde Gas an den Letztverbraucher übergibt.

Netzbetreiber

Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 5, 6 und 7 EnWG.

Netzbetreibernummer

Sechsstellige, vom DVGW vergebene Nummer zur eindeutigen Identifikation eines Netzbetreibers im Datenaustausch.

Netzkopplungspunkt

Verbindet zwei Gasversorgungsnetze miteinander.

Netzpunkt

Oberbegriff für Ausspeisepunkt, Einspeisepunkt, Netzanschlusspunkt und Netzkopplungspunkt.

Nominierung

Angabe über die zu transportierende (Wärme-) Menge (in kWh) innerhalb bestimmter Zeiträume und für bestimmte Netzpunkte.

Normvolumen

Volumen, das eine Gasmenge im Normzustand einnimmt. Der Normzustand ist der Bezugs- bzw. Referenzzustand. Er ist durch den Normdruck
Pn = 1013,25 hPa = 1,01325 bar

sowie die Normtemperatur

Tn = 273,15 K = 0 °C

festgelegt.

Online-Messwert

Nicht abrechnungsrelevanter Messwert, der zu Steuerungszwecken in kurzen Abständen (z. B. 3 Minuten) übertragen wird.

Renominierung

Änderung einer bereits abgegebenen Nominierung vor oder während deren Gültigkeitszeitraum mit einem zeitlichen Vorlauf zur Umsetzung.

Rohdaten

Unveränderte, vom Messgerät oder von der Messdatenregistriereinrichtung übernommene Daten.

Shipper-Code

Alphanumerischer Schlüssel, der der Anonymisierung des Transportkunden dient.

Transportkapazität

Physikalisches Vermögen eines oder mehrerer hydraulisch verbundener Netzelemente, Gasvolumina pro Zeiteinheit fortleiten zu können.

Transportkunde

Großhändler, Lieferant einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher.

Wärmemenge

Der Energieinhalt einer bestimmten Menge Gas (in kWh). Er entspricht dem Produkt aus Brennwert und Volumen im Normzustand.

Zählpunktbezeichnung

Siehe Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung.

4 Beschreibung von Netztypen und Netzelementen

4.1 Netztypen

4.1.1 Druckgeregelte Netze

Druckgeregelte Netze werden durch technische Regeleinrichtungen auf einem eingestellten Druckniveau gehalten.

4.1.2 Mengengesteuerte Netze

In mengengesteuerten Netzen mit überwiegend höheren Druckstufen werden eingestellte Durchflussmengen (Tages- oder Stundenmengen) gesteuert. Der Druck der Netze stellt sich in vorgegebenen Grenzwertbereichen als Folgegröße ein.

4.2 Netzelemente und deren Transportkapazitäten

Zu einem Gasversorgungsnetz gehören neben Rohrleitungen weitere Netzelemente, die in ihrer technischen Ausgestaltung die physikalischen Parameter des Gasflusses im Gasversorgungsnetz, wie zum Beispiel den Druck oder den Volumenstrom, wesentlich beeinflussen. Die Transportkapazität bezeichnet das Vermögen eines oder mehrerer hydraulisch verbundener Netzelemente, Gasvolumina pro Stunde fortleiten zu können. Dieses Vermögen ist bei Transporten zwischen Ein- und Ausspeisepunkten im wesentlichen durch die Leitungs- bzw. Netztopographie, die verwendeten Netzelemente sowie die entsprechenden Randbedingungen wie beispielsweise dem Vorhandensein und der Höhe weiterer Ein- und/oder Ausspeisungen, die jeweilig dazugehörenden Einspeisedrücke, minimal vorzuhaltende Leitungsdrücke sowie den Parametern der zu transportierenden Gase bestimmt.

Die maximal zur Verfügung stehende Transportkapazität einer Gasleitung oder eines Gasversorgungsnetzes kann deshalb von Leitung zu Leitung bzw. Netz zu Netz und von Lastzustand zu Lastzustand sehr unterschiedlich sein und ist vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung aller jeweils geltenden Randbedingungen (z. B. Mindestdrücke; Fließrichtungen) individuell nach dem Stand der Technik zu ermitteln.

Die Berechnung von Transportkapazitäten in Gasversorgungsnetzen kann in der Regel nicht grundsätzlich geschlossen analytisch durchgeführt werden, vielmehr sind entsprechend komplexe numerische Rechenverfahren (Algorithmen), welche in Netzberechnungsprogrammen implementiert sind, einzusetzen. Über Simulationsrechnungen können dann unter Variation der Randbedingungen Erkenntnisse über die Lastflüsse und damit über die verfügbaren Kapazitäten gewonnen werden.

4.2.1 Rohrleitungen und Formstücke

Ausgehend vom Fortleitungsgesetz, lässt sich unter Berücksichtigung der Zustandsgleichung für reale Gase nach dem Ansatz von Darcy und Weisbach folgender funktionaler Zusammenhang zwischen der Kapazität und dem Anfangs- und Enddruck einer waagerecht verlegten Rohrleitung entwickeln:

$$q_n = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot T_n}{\rho_n \cdot p_n \cdot K \cdot T} \cdot \frac{d^5}{\lambda \cdot l}} \qquad (1)$$

p_1, p_2 Absolutdrücke am Anfang und Ende der betrachteten Leitung

λ Rohrreibungszahl

ρ_n Dichte des Gases im Normzustand

p_n Druck des Gases im Normzustand

T_n Temperatur des Gases im Normzustand

T Gastemperatur

d Innendurchmesser des Rohres

l Länge des Rohres

K Kompressibilitätszahl

q_n Volumenstrom des Gases im Normzustand.

Der durch Formstücke verursachte Druckverlust kann durch Äquivalenzumformung auch als Kapazitätsminderung formuliert werden. Im Prinzip gilt Gleichung (1), lediglich das Rohrreibungsglied

$$\lambda \cdot \frac{l}{d}$$

wird durch den Einzelwiderstandsbeiwert ζ bzw. die Summe aller Einzelwiderstände $\Sigma\zeta_i$ ersetzt. In der Praxis werden Formstücke bei der Berechnung von Transportleitungen durch die Verwendung eines integralen Rohrrauhigkeitswertes berücksichtigt.

Überwindet die Rohrleitung zwischen dem Anfangs- und dem Endpunkt einen geodätischen Höhenunterschied, so muss zusätzlich die Druckänderung, die durch die Änderung der potentiellen Energie entsteht, berücksichtigt werden:

$$\Delta p_h = (\rho_{Luft} - \rho_{Gas}) \cdot (h_2 - h_1) \cdot g \qquad (2)$$

Δp_h Druckänderung durch den Auftrieb

ρ_{Luft} Dichte der Luft

ρ_{Gas} Dichte des Gases

h_1, h_2 Geodätische Höhenlage am Anfang und Ende der betrachteten Leitung

g Erdbeschleunigung

Die Kapazität einer Rohrleitung unter Berücksichtigung des Einflusses der geodätischen Höhe wird damit zu

$$q_n = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - e^{\xi} p_2^2) \cdot T_n}{\rho_n \cdot p_n \cdot K \cdot T} \cdot \frac{d^5}{\lambda \cdot l} \cdot \frac{\xi}{e^{\xi} - 1}} \qquad (3)$$

mit

$$\xi = \frac{2 \cdot \rho_n \cdot g \cdot T_n}{K \cdot T \cdot p_n} (h_2 - h_1) \qquad (4)$$

Für den Fall horizontaler Leitungen ($h_1 = h_2$), konvergiert der letzte Term unter der Wurzel gegen eins und damit erhält man wieder Gleichung (1).

4.2.2 Verdichteranlagen

Verdichteranlagen dienen der Druckerhöhung im Gasversorgungsnetz (siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 497). Die zur Verdichtung des strömenden Gases notwendige Leistung P_{Gas} ist ein Produkt aus dem Massenstrom $\dot{m}$ und der Enthalpieänderung Δhi. Unter Berücksichtigung sowohl des mechanischen Wirkungsgrades

$$\eta_m = \frac{P_{Gas}}{P_K} \qquad (5)$$

und des isentropen Wirkungsgrades

$$\eta_s = \frac{\Delta h_S}{\Delta h_i} \qquad (6)$$

ergibt sich vereinfacht für die Kapazität einer Verdichteranlage

$$q_n = \frac{P_K}{\rho_n \cdot \Delta h_S} \cdot \eta_m \cdot \eta_S \qquad (7)$$

mit

$$\Delta h_s = \frac{\chi}{\chi - 1} \cdot Z_1 \cdot R_S \cdot T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\chi - 1}{\chi}} - 1 \right] \qquad (8)$$

Z_1 Realgasfaktor im Zustand 1 (Saugseite)

R_s Spezielle Gaskonstante

P_K Kupplungsleistung

Δh_s Enthalpieänderung bei isentroper Verdichtung

χ Isentropenexponent

Für die Wirkungsgrade lassen sich für die beiden Verdichterbauarten Hubkolbenverdichter und Turboverdichter folgende Richtwerte angeben

Verdichtertyp	η_m	η_S
Hubkolbenverdichter	0,8 … 0,9	0,9
Turboverdichter	0,8 … 0,9	0,6 … 0,85

4.2.3 Druckregelanlagen

Druckregelanlagen dienen der Druckminderung und -haltung (siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 491 und G 495). Druckregelanlagen bestehen aus einer Vielzahl von in Reihe und/oder parallel angeordneten Bauteilen (Formstücke, Filter, Regler, Wärmetauscher, Impuls- und Steuerleitungen, Ventile und Absperreinrichtungen). Eine wichtige Anlagenkomponente ist dabei die eigentliche Drosselstelle (Druck- oder Mengenregelgerät). Für diese lässt sich die Durchflussrate wie folgt darstellen.

$$q_0 = A_D \cdot p_1 \cdot \psi \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_n \cdot p_n} \cdot \frac{T_n}{T}} \qquad (9)$$

mit

$$\psi = \sqrt{\frac{2 \cdot \chi}{\chi - 1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\chi + 1}{\chi}} \right]} \qquad (10)$$

A_D Querschnittsfläche der Drosselstelle

χ Isentropenexponent

Sofern die Hersteller der Regelgeräte alternative Berechnungsverfahren für die Ermittlung der Kapazität der Armatur zur Verfügung stellen, können diese verwendet werden. Die maximalen Durchflussraten der anderen Anlagenkomponenten (z. B. Sicherheitseinrichtungen, Filter) werden in der Regel empirisch für die jeweilige Bauart erfasst und sind den Datenblättern der Hersteller zu entnehmen. Die Dimensionierung der Vorwärmung kann ein weiterer begrenzender Faktor sein. (Siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 499). Die Kapazität der Druckregelanlage wird dann insgesamt durch die Maximalkapazität der schwächsten Komponente bestimmt.

4.2.4 Messanlagen

Messanlagen dienen der Erfassung von Gasmengen, -leistungen und -beschaffenheiten (siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 488, G 492 und G 495). In Messanlagen werden unterschiedliche Messkonfigurationen, mit unterschiedlichen Messgeräten (z. B. Turbinenradgaszähler, Drehkolbengaszähler, Wirbelgaszähler, Ultraschallgaszähler) realisiert, deren maximale Durchflussraten den Zulassungsunterlagen der Hersteller zu entnehmen sind.

4.2.5 Konditionierungsanlagen

Konditionierungsanlagen dienen der Anpassung von Gasbeschaffenheiten. Sie bestehen aus Mess- und Regelanlagen, in denen Gasströme unterschiedlicher Beschaffenheit kontrolliert gemischt werden. In einzelnen Anlagen werden zur Einstellung des Wobbe-Index und des Brennwertes z. B. Luft oder Stickstoff zugemischt. Hierzu sind weitere Anlagen (Luftverdichter, Luftzerlegungsanlagen) erforderlich.

Das konditionierte Gas muss den Bestimmungen des DVGW- Arbeitsblattes G 260 entsprechen.

5 Technische Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschlüsse und Anlagen

Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Gasversorgungsnetzen erfolgen nach den gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere der Gas HL-VO, und den einschlägigen technischen Regeln des DVGW, insbesondere den DVGW-Arbeitsblättern G 260, G 262, G 280-1, G 462, G 463, G 465, G 466, G 472, G 488, G 491, G 492, G 495 und G 685.

5.1 Netzbetrieb

5.1.1 Planung des Netzbetriebes

Die Planung des Netzbetriebes dient dem bestimmungsgemäßen Betrieb des Gasversorgungsnetzes.

5.1.2 Durchführung des Netzbetriebes

Die Durchführung des Netzbetriebes folgt den Vorgaben der Planung und trägt im Rahmen der kontinuierlichen Netzüberwachung dafür Sorge, dass Störungen mit den verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln vermieden oder in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden.

5.1.2.1 Normalbetrieb

Im Normalbetrieb werden alle maßgeblichen Betriebs- und Kompatibilitätsparameter eingehalten, und die vereinbarte Transportkapazität steht zur Verfügung.

5.1.2.2 Eingeschränkter Betrieb

Planbare Maßnahmen (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen, wie sie nach DVGW-Arbeitsblatt G 466/I oder DVGW-Arbeitsblatt G 495 notwendig sind) an Leitungen, Verdichtern, Mess- und Regelanlagen können zu vorübergehenden Einschränkungen in der Transportkapazität des jeweiligen Netzbetreibers führen. Die voraussichtliche Dauer und der Umfang von Transporteinschränkungen werden weiteren betroffenen Netzbetreibern und, sofern vereinbart, betroffenen Transportkunden rechtzeitig mitgeteilt.

5.1.2.3 Gestörter Betrieb

Alle Bedingungen, die vom Normalbetrieb bzw. dem eingeschränkten Betrieb abweichen, sind dem gestörten Betrieb zuzuordnen.

Im gestörten Betrieb wird der Netzbetreiber die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Verhinderung einer Störungsausweitung bzw. zum effizienten Transportwiederaufbau ergreifen (Störungsmanagement). Diese haben Vorrang vor den Einzelinteressen der Transportkunden.

Der Netzbetreiber stellt das Störungsmanagement auf Grundlage des DVGW-Arbeitsblattes G 1000 und des DVGW-Arbeitsblattes GW 1200 sicher.

5.2 Technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss

Betreiber von Gasversorgungsnetzen müssen nach § 19 EnWG „Technische Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb für den Netzanschluss an ihr Netz“ festlegen und diese Bedingungen im Internet veröffentlichen.

Diese technischen Mindestanforderungen orientieren sich an den gesetzlichen Bestimmungen und den allgemein anerkannten Regeln der Technik. Aufgrund besonderer betrieblicher und örtlicher Randbedingungen können zusätzlich netzspezifische Erfordernisse bestehen, die in die technischen Mindestanforderungen des jeweiligen Netzbetreibers einfließen.

Ein Netzanschluss im Sinne dieses Regelwerkes kann an Netzkopplungspunkten, Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten einschließlich Netzanschlusspunkten erfolgen.

5.2.1 Netzkopplungspunkt

Ein Netzkopplungspunkt verbindet zwei Gasversorgungsnetze. Abgrenzungskriterien können u. a. Eigentum, Netzbetreiber, Netzcharakteristik oder Gasbeschaffenheiten sein. Einem Netzkopplungspunkt ist mindestens eine Mess- und ggf. Regelanlage zugeordnet, um die zum Transport übergebenen Gasmengen zu messen, zu registrieren und ggf. zu steuern. Die Netzbetreiber können vereinbaren, zu Abwicklungszwecken geeignete Netzkopplungspunkte zusammenzufassen.

Diese Anlagen müssen entsprechend den jeweils geltenden gesetzlichen Vorschriften und den allgemein anerkannten Regeln der Technik, z. B. dem DVGW-Regelwerk und den DIN-Normen sowie den Anforderungen der Netzbetreiber mit den erforderlichen Einrichtungen zur Mengenmessung und ggf. Normvolumenumwertung, Messdatenerfassung und -registrierung, Gasbeschaffenheitsmessanlagen, Fernübertragungs- und Fernauslesesystemen ausgerüstet sein.

Änderungen an der Messanlage bedürfen der vorherigen Zustimmung der am Netzkopplungspunkt angrenzenden Netzbetreiber.

An einem Netzkopplungspunkt müssen die Anforderungen an die Kompatibilität gewährleistet sein.

Die eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte ist in Abschnitt 7.2 geregelt.

5.2.2 Einspeisepunkt

Punkt, an dem Gas in ein Gasversorgungsnetz übergeben wird. Die Prüfung, ob das Gasversorgungsnetz grundsätzlich zur Aufnahme der einzuspeisenden Gasmenge kapazitiv und hydraulisch in der Lage ist, erfolgt durch den Betreiber des Netzes, in das eingespeist werden soll. Ansonsten gelten die gleichen Regelungen wie an Netzkopplungspunkten.

5.2.3 Ausspeisepunkt

Punkt, an dem Gas aus einem Gasversorgungsnetz entnommen werden kann. Die Prüfung, ob das Gasversorgungsnetz grundsätzlich zur Abgabe der auszuspeisenden Gasmenge kapazitiv und hydraulisch in der Lage ist, erfolgt durch den Betreiber des Netzes, aus dem ausgespeist werden soll. Ansonsten gelten die gleichen Regelungen wie an Netzkopplungspunkten, mit Ausnahme des speziellen Falles des Netzanschlusspunktes.

5.2.4 Netzanschlusspunkt

Ein Netzanschlusspunkt verbindet das Gasversorgungsnetz mit den technischen Einrichtungen des Letztverbrauchers. Er stellt gleichzeitig die Eigentumsgrenze dar. Einem Netzanschlusspunkt sind zur Abwicklung und Abrechnung von Transporten

und Lieferungen technische Einrichtungen zugeordnet. Einem Netzanschlusspunkt sind ein oder mehrere Letztverbraucher zugeordnet.

Für die Abwicklung und Abrechnung eines Transportes sind beim Letztverbraucher technische Voraussetzungen erforderlich, um die vom Transportkunden übergebenen Gasmengen und – soweit erforderlich – Stundenleistungen zu messen oder zu ermitteln, zu registrieren und ggf. zu steuern.

Die hierfür notwendigen Einrichtungen müssen mit Mengenmessungen und soweit jeweils erforderlich mit Messdatenerfassungen und -registrierungen, Fernauslesesystemen, Fernübertragungssystemen, Normvolumenumwertungen und Gasbeschaffenheitsmessanlagen ausgerüstet sein.

Für eine Messanlage mit registrierender Leistungsmessung stellt der Transportkunde dauerhaft und kostenfrei einen Niederspannungsanschluss und ggf. einen geeigneten Kommunikationsanschluss in unmittelbarer Nähe der Messstelle bereit. Über Details stimmt sich der Netzbetreiber mit dem Transportkunden ab.

Bei fehlendem, nicht termingerecht verfügbarem oder dauerhaft gestörtem Kommunikationsanschluss legt der Netzbetreiber ein alternatives Übertragungsverfahren fest. Die entstehenden Mehraufwendungen trägt der Transportkunde.

Für den Netzanschlusspunkt muss mindestens folgendes schriftlich fixiert werden:

- Anschlusspunkt, Eigentumsgrenze
- Anschlussleistung
- Regelungen zum ordnungsgemäßen Betrieb der Kundenanlage (z. B. nach TRGI)
- Verpflichtungen des Netzanschlusskunden zum Schutz der technischen Einrichtungen
- Regelungen hinsichtlich des Zutrittsrechts und zur Grundstücksnutzung
- Einbau, Betrieb und Ablesung der Steuer- und Messeinrichtungen
- Technische Voraussetzungen einer Liefersperre
- Außerbetriebnahme des Anschlusses

Im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher muss mindestens folgendes schriftlich fixiert werden:

- Regelungen zum ordnungsgemäßen Betrieb der Kundenanlage (z. B. nach TRGI)
- Gegebenenfalls die Anschlussleistung
- Verpflichtungen des Netzanschlusskunden zum Schutz der technischen Einrichtungen
- Regelungen hinsichtlich des Zutrittsrechts und zur Grundstücksnutzung
- Einbau, Betrieb und Ablesung der Steuer- und Messeinrichtungen
- Voraussetzungen einer Liefersperre
- Regelungen für den Fall, dass der Letztverbraucher nicht durch einen Lieferanten beliefert wird (teilweiser oder vollständiger Lieferantenausfall)

5.3 Technische Mindestanforderungen an Anlagen in Netzanschlüssen

5.3.1 Planung, Errichtung und Betrieb von Gas-Druckregel- und Messanlagen

Für Planung, Errichtung und Betrieb gelten insbesondere die Arbeitsblätter DVGW G 488, DVGW G 491, DVGW G 492, DVGW G 495 und DVGW G 497.

Die Gas-Druckregel- und Messanlagen dienen der Entspannung, Messung und ggf. Odorierung des bezogenen Gases. Planung und Errichtung sowie Betrieb und Unterhalt der Gas- Druckregel- und Messanlage (einschließlich Gebäude) erfolgt bei Netzkopplungspunkten durch einen der Netzbetreiber, bei Netzanschlusspunkten durch den Netzbetreiber oder den Anschlussnehmer

Vor der Erstellung einer Gas-Druckregel- und Messanlage durch den Anschlussnehmer stimmen Netzbetreiber und Anschlussnehmer den geplanten An-

lagenaufbau ab. Dazu stellt der Anschlussnehmer Zeichnungen und ausreichende schriftliche Unterlagen rechtzeitig zur Verfügung. Diese Regelung gilt auch für Änderungen an bestehenden Anlagen.

Wesentliche Baugruppen von Gas-Druckregelanlagen sind in DVGW G 491 aufgeführt.

Der Anschlussnehmer verständigt den Netzbetreiber vor Beginn der Arbeiten zur Errichtung der Anlage. Die Termine für Prüfung, Abnahme und Inbetriebnahme der Anlage werden dem Netzbetreiber rechtzeitig mitgeteilt und bei Bedarf abgestimmt. Die Prüfung der fertig montierten Anlage einschließlich E-Technik wird von den dafür im DVGW-Regelwerk benannten Personen durchgeführt. Der Netzbetreiber hat das Recht, Beauftragte zu dieser Prüfung zu entsenden.

Der Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem Anschlussnehmer weitere der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Anlage sowie dem Schutz vor- oder nachgelagerter Netze dienende Maßnahmen festlegen. Die durchgeführten Arbeiten und der Zeitraum der Anwesenheit sind in geeigneter Form zu dokumentieren.

Alle vorgenannten Regelungen gelten für Einspeisepunkte entsprechend.

5.3.2 Spezielle Anforderungen an Messanlagen

Entsprechend dem Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz) dürfen im geschäftlichen Verkehr nur zugelassene und geeichte Mess- und Zusatzgeräte eingesetzt werden. Die Anforderungen der PTB (z. B. TR G 13 und G 8) und die DVGW-Arbeitsblätter (z. B. G 492, G 685, G 486, G 488, G 600) sind einzuhalten. Zusätzliche Anforderungen an Messanlagen, wie z. B. Filterung, Vergleichsmessung, Schallschutz sind zu beachten.

Einvernehmlich können kleinere Eichfehler- bzw. Verkehrsfehlergrenzen – als nach dem Eichgesetz vorgegeben – vereinbart werden.

Der Netzbetreiber legt sachlich gerechtfertigte und nicht diskriminierende technische Mindestanforderungen an Messeinrichtungen fest.

5.3.2.1 Dokumentation von Verwaltungs- und Messdaten

Es ist Aufgabe des Messstellenbetreibers, die Messeinrichtungen entsprechend den technischen und eichrechtlichen Vorschriften zu dokumentieren. Für die Dokumentation der sonstigen Verwaltungs- und Messdaten an Netzanschlusspunkten ist der Netzbetreiber verantwortlich. An Netzkopplungspunkten stimmen sich die Netzbetreiber diesbezüglich ab.

5.3.2.2 Betrieb von Messanlagen

Der Messstellenbetreiber ist für den ordnungsgemäßen Betrieb der Messeinrichtungen verantwortlich. Der Betrieb von nicht den Messeinrichtungen zuzuordnenden Anlageteilen obliegt dem Anlagenbetreiber (i. d. R. der Netzbetreiber oder der Netzanschlussnehmer).

5.3.2.2.1 Überwachung nach dem Eichgesetz

Die Einhaltung der eichrechtlichen Bestimmungen (z. B. Eichgültigkeitsdauer, Verkehrsfehlergrenzen) für die Bereithaltung, die Verwendung und den Betrieb von Messgeräten für Gas ist durch den Messstellenbetreiber zu gewährleisten.

5.3.2.2.2 Betriebliche Überwachung

Die verwendeten Messanlagen werden entsprechend dem DVGW-Regelwerk regelmäßig überprüft.

Falls eine Übertragung mengenproportionaler Impulse von Zählern zu fern ausgelesenen Zusatzeinrichtungen vorhanden ist, sind regelmäßige Kontrollablesungen der Gaszähler (mindestens jährlich) erforderlich.

Werden Statusinformationen, die Auswirkungen auf die Messwertbildung haben, von der Messanlage erzeugt, sind diese auszuwerten. Änderungen an der Messanlage oder aufgetretene Störungen müssen vom Messstellenbetreiber in geeigneter Form dokumentiert und unverzüglich dem Netzbetreiber mitgeteilt werden.

5.3.2.2.3 Austausch von Messgeräten/ Parameteränderungen

Über den Austausch von Messgeräten, z. B. bei Ablauf der Eichgültigkeit oder bei Änderungen von Parametern wird der Messstellenbetreiber die Netzbetreiber und ggf. den Letztverbraucher in geeigneter Form vor dem Austausch informieren. Bei Bedarf kann der Netzbetreiber eine Abstimmung verlangen. Der Austausch der Messgeräte darf nur mit Zustimmung des Netzbetreibers erfolgen, wenn als Neugeräte nicht gleichwertige Messgeräte (gleiche Zählergröße, gleiche Impulswertigkeit, gleiches Messprinzip, gleiche Druckstufe …) zum Einsatz kommen sollen.

5.3.2.2.4 Schaltzustand von Messanlagen

Bei mehrschienigen Messanlagen ist der normale Schaltzustand zu definieren. Abweichungen hiervon müssen den Beteiligten mitgeteilt werden.

5.3.2.2.5 Überprüfung der Messeinrichtung

Bestehen Zweifel an der Richtigkeit einer Messung kann jede der an der Messung beteiligten Parteien, die ein berechtigtes Interesse an der Ordnungsmäßigkeit der Messung hat, eine Befundprüfung bei der zuständigen Eichbehörde oder einer staatlich anerkannten Prüfstelle beantragen.

5.3.2.2.6 Zeitsynchronisation

Alle Transport- und die zugehörigen Abrechnungsvorgänge stützen sich auf den Gastag. Maßgeblich ist die gesetzliche Zeit, die von der PTB dargestellt und mittels des Langwellensenders DCF 77 verbreitet wird.

Die Messperiode beträgt eine Stunde und beginnt zeitsynchron bei jeder Messstelle, ausgehend von der vollen Stunde.

Die erforderliche Synchronisation von Zählern und Zusatzeinrichtungen kann durch eine sendergeführte Uhr oder beim Abruf der Daten über eine DCF 77-synchronisierte Zeitbasis in der Datenfernübertragungs-Leitstelle erfolgen. Die Synchronisation kann auch auf anderem Wege erfolgen, wenn eine ausreichende Genauigkeit von ± 108 Sekunden bezogen auf die gesetzliche Zeit erreicht wird.

Der Netzbetreiber bzw. der Messstellenbetreiber hat zu beachten, ob Sommer-/Winterzeitumstellungen erfolgen.

5.3.2.2.7 Messdatenregistriereinrichtung

In Anlagen mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer Leistung von mehr als 500 kW sind, soweit vom Netzbetreiber nicht andere Grenzen festgelegt wurden, Messdatenregistriereinrichtungen einzubauen, die stündlich den Verbrauch aufzeichnen und, soweit für den Netzzugang erforderlich, übertragen.

Die Übertragungskette von der örtlichen Messdatenregistriereinrichtung zur Abrechnungsdatenschnittstelle muss der PTB-Anforderung 50.7 entsprechen.

Solange keine eichrechtlich gesicherte Datenübertragung eingesetzt wird, müssen die an den Messanlagen vorhandenen Datenspeicher für die Messwerte so dimensioniert sein, dass die für die Abrechnung verwandten Rohdaten vor Ort überprüft werden können. Dies gilt als erfüllt, wenn die abrechnungsrelevanten Daten in der eichpflichtigen Messdatenregistriereinrichtung des Messgerätes oder der Zusatzeinrichtung ausreichend lange gespeichert werden (in der Regel ein Monat nach Abrechnungsdatum).

5.3.2.2.8 Ersatzverfahren für Leistungsmessung (Standardlastprofile)

Bei Messstellen ohne Leistungsmessung erfolgt die Ermittlung der Stundenwerte durch den Netzbetreiber mit Hilfe von Standardlastprofilen. Der Netzbetreiber gibt das anzuwendende Verfahren (analytisch oder synthetisch) vor und liefert die notwendigen Informationen zum Verfahrensablauf.

Beim synthetischen und erweiterten analytischen Verfahren legt der Netzbetreiber Kundengruppen fest und ordnet diesen repräsentative Standardlastprofile zu. Danach ordnet er die einzelnen Standardlastprofilkunden den Kundengruppen zu. Beim einfachen analytischen Verfahren werden alle Standardlastprofilkunden ein und derselben Kundengruppe zugeordnet.

Beim synthetischen Verfahren verwendet der Netzbetreiber die vor dem Transport festgelegten (tem-

peraturabhängigen) Standardlastprofile. Beim analytischen Verfahren ermittelt der Netzbetreiber die analytischen Lastprofile nach dem Transport entsprechend dem von ihm festgelegten Verfahren.

5.3.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen (Biomethananlagen)

Grundsätzlich sind alle in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Regeln und Richtlinien für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Biomethanherstellung und -einspeisung zu beachten, auch wenn sie in den technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers nicht ausdrücklich erwähnt werden. Besonders wird auf die Einhaltung von DVGW G 262 und DVGW G 488 hingewiesen.

Bei Einspeisung mit grenzüberschreitendem Transport sind die Empfehlungen gemäß Common Business Practice der EASEE-Gas zu beachten.

Der Einspeiser hat Angaben über den minimal und maximal einzuspeisenden Gasvolumenstrom, die zu erwartende Gasbeschaffenheit und die Besonderheiten in der zeitlichen Verteilung (z. B. geplante Instandhaltungsarbeiten) mitzuteilen. Der Einspeiser muss dem Netzbetreiber weitere für den ordnungsgemäßen Netzbetrieb erforderliche Angaben, die vom Netzbetreiber in jedem Einzelfall konkretisiert werden, zur Verfügung stellen.

Eine Einspeisung von Gas aus dezentraler Erzeugung kann nur in dem Umfang erfolgen, in dem im Gasversorgungsnetz eine zeitgleiche Nutzung durch Verbraucher gewährleistet ist. Die jederzeitige Abnahme des eingespeisten Gases an der Ausspeisung muss vertraglich und physikalisch gesichert sein.

Sowohl zum nachgelagerten Netz als auch zur einspeisenden Anlage ist eine Druckabsicherung vorzusehen. Das einzuspeisende Gas ist vom Einspeiser auf den für das nachgelagerte Netz geeigneten Druck zu verdichten.

Die abrechnungsrelevanten Kenngrößen und, soweit erforderlich, die Gasbegleitstoffe des eingespeisten Gases sind messtechnisch zu erfassen.

Die Odorierung des eingespeisten Gases hat gemäß DVGW G 280-1 und entsprechend den spezifischen Vorgaben des Betreibers des nachgelagerten Netzes zu erfolgen.

Die Inbetriebnahme von Einspeiseeinrichtungen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

5.3.4 LNG-Anlagen

Grundsätzlich sind alle in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Regeln und Richtlinien für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von LNG-Anlagen zu beachten, auch wenn sie in den technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers nicht ausdrücklich erwähnt werden.

LNG muss in gasförmiger Phase eingespeist werden. Die Vorgaben des Betreibers des nachgelagerten Gasversorgungsnetzes in Bezug auf Temperatur, Druck und Einspeisemenge etc. müssen eingehalten werden.

Die abrechnungsrelevanten Kenngrößen des eingespeisten Gases sind messtechnisch zu erfassen.

Die Odorierung des eingespeisten Gases hat gemäß DVGW G 280-1 und entsprechend den spezifischen Vorgaben des Betreibers des nachgelagerten Netzes zu erfolgen.

Die Inbetriebnahme von Einspeiseeinrichtungen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6 Technisches Netzmanagement

Das technische Netzmanagement hat zum Ziel, die vom Transportkunden am Einspeisepunkt bereitgestellten Gasmengen gemäß allen jeweils geltenden relevanten Regelungen, die zur Durchführung von Transporten notwendig sind, am Ausspeisepunkt verfügbar zu machen. Der Netzbetreiber ist für die Durchführung der vereinbarten Transporte in seinem Gasversorgungsnetz und für die Abstimmung mit den anderen am Transport beteiligten Netzbetreibern verantwortlich. Es gelten alle gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere das EnWG sowie die Gasnetzzugangsverordnung.

6.1 Grundsätzliche Regelungen

Zur ordnungsgemäßen Abwicklung des Transportes muss der Netzbetreiber Informationen über die zu

transportierenden Mengen erhalten, sowie transportrelevante Daten bzgl. der Netzkopplungspunkte mit den Netzbetreibern der jeweils vor- und nachgeschalteten Netze austauschen und abgleichen.

Die Datenübertragung (z. B. Prozessdaten, Übertragungsweg, Übertragungssystem, etc.) muss zwischen Transportkunde und Netzbetreibern sowie zwischen den Netzbetreibern vereinbart werden. Zum Datenaustausch ist eine Standardisierung der Nachrichtenformate erforderlich. Für Geschäftsnachrichten sind EDIG@S-Nachrichtentypen zu verwenden. Zusätzlich können nicht diskriminierende Alternativen vereinbart werden.

6.1.1 Nominierungsverfahren

Nominierungen dienen als Basis für die an einem Netzkopplungspunkt in einem bestimmten Zeitraum zu steuernden Mengen. Informationen vom Transportkunden sind in Form von Nominierungen bei Netzbetreibern erforderlich. Der Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern ist zur Transportabwicklung, insbesondere zum Nominierungsabgleich, zur Netzsteuerung und zur Allokation notwendig.

Die Nominierung für nicht Lastgang gemessene Letztverbraucher erfolgt getrennt als Summierung der Standardlastprofile.

Netzbetreiber können vereinbaren, dass auf eine Nominierung für Netzkopplungspunkte mit nachgelagerten druckgeregelten Netzen ohne Bilanzausgleich für Lastgang gemessene Mengen verzichtet wird. Dabei muss die Allokation für den Netzkopplungspunkt gewährleistet sein.

Folgende Nominierungstypen können eingesetzt werden:

- Längerfristige Transportnominierung (nach Vereinbarung)

Längerfristige Transportnominierungen erfolgen unabhängig von nachfolgend aufgeführten Nominierungsfristen. Die längerfristige Nominierung kann zwischen dem Transportkunden und dem Netzbetreiber vereinbart werden.

- Wöchentliche Transportnominierung

Der Transportkunde meldet jede Woche zu bestimmten vereinbarten Zeiten seinen Transportbedarf für jeden Tag der Folgewoche an. Die wöchentliche Nominierung kann zwischen dem Transportkunden und dem Netzbetreiber vereinbart werden.

- Tägliche Transportnominierung

Der Transportkunde meldet den Netzbetreibern täglich die zu transportierenden Stundenmengen für den Folgetag an. Diese Anmeldung muss am Vortag bis 14:00 Uhr eintreffen. Liegt keine tägliche Transportnominierung vor, werden die Werte aus der letzten für den betreffenden Zeitraum gültigen wöchentlichen oder längerfristigen Transportnominierung übernommen, sofern diese vorliegen. Grundsätzlich muss eine tägliche Nominierung erfolgen. Abweichend hiervon kann vereinbart werden, dass die Nominierung mit Abgabetermin an Sonn- und Feiertagen bereits am letzten Werktag vor dem jeweiligen Sonn- und Feiertag abgegeben werden müssen.

- Renominierung

Der Transportkunde kann seinen bereits nominierten Transportbedarf beim Netzbetreiber nur für einen zukünftigen Zeitraum durch eine Renominierung ändern. Bei Änderungen am aktuellen Gastag gilt eine Vorlaufzeit von zwei Stunden zur nächsten vollen Stunde, bevor geänderte Werte wirksam werden. Transportkunden haben die Möglichkeit, für jede Stunde des Gastages zu renominieren. Der Renominierungs-Annahmeschluss für die erste Stunde des Folgetages ist 4:00 Uhr am Vortag, der Renominierungs-Annahmeschluss für die letzte Stunde des aktuellen Gastages ist 3:00 Uhr.

6.1.2 Nominierungsersatzverfahren

Abweichend von den unter 6.1.1 genannten Verfahren können zwischen Netzbetreiber und Transportkunde alternative Verfahren vereinbart werden.

6.1.2.1 Bereitstellung von Onlinedaten

Der Transportkunde sorgt für die Bereitstellung von Online-Messwerten für den transportrelevanten Ausspeisepunkt (Netzkopplungspunkt oder Netzanschlusspunkt).

Mit Hilfe dieser Online- Messwerte können durch die Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen, z. B. Onlinesteuerung angeboten werden. Eine Voraussetzung für dieses Verfahren ist eine zyklische Online-Datenfernübertragung des Messwertes.

6.1.2.2 Zeitversatzverfahren

Der Transportkunde sorgt für die Bereitstellung von stündlichen Messwerten der Energiemenge für den transportrelevanten Ausspeisepunkt. Dieser Messwert gilt als Nominierung für eine in der Zukunft liegende Stunde. Der Zeitversatz und die Modalitäten sind zu vereinbaren, i. d. R. beträgt der Zeitversatz zwei bis drei Stunden.

Mit Beginn der Ausspeisung stellt der Transportkunde für die ersten Stunden (im Umfang des Zeitversatzes) die prognostizierten Ausspeisemengen dem Netzbetreiber zur Verfügung.

Die Allokation erfolgt ohne Zeitversatz. Der allokierte Wert der Ausspeisung wird dem allokierten Einspeisewert zeitgleich gegenübergestellt.

6.1.3 Minimaler Regelungsbedarf zwischen Transportkunde und Netzbetreiber

Zur Durchführung eines Transportes müssen mindestens folgende Informationen vorliegen:

- Kontaktdaten des Transportkunden (Adresse, Ansprechpartner, e-Mail, Telefon- und Faxnummer, …)
- Kontaktdaten des Beauftragten des Transportkunden (falls vorhanden)
- Allgemeine Angaben zum Netzzugang (Beginn, Ende, Transportkapazität, geplante Jahresmenge, Verbrauchsspezifika, Bilanzausgleichender, zugehöriger Bilanzkreis, Bilanzkreisverantwortlicher, …)
- Angaben zu den Einspeisepunkten an denen das Gas in das Netz des Netzbetreibers eintritt (Kontaktdaten des/der vorgelagerten Netz-/Speicherbetreiber(s) sowie ggf. den Shipper-Code des vorgelagerten Lieferanten, eindeutige Netzkopplungsbezeichnung gemäß 7.2 …)
- Angaben zu den Ausspeisepunkten, an denen das Gas das Netz des Netzbetreibers verlässt (Kontaktdaten des nachgelagerten Netz-/Speicherbetreibers, eindeutige Netzkopplungspunktbezeichnung gemäß 7.2 …)

Für Ausspeisungen an Letztverbraucher sind zusätzlich mindestens folgende Angaben zum Netzanschlusspunkt erforderlich:

- eindeutige Identifikation der Ausspeisestelle mit Name, Adresse, Zählernummer oder Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung,
- bei Standardlastprofilkunden der Lastprofiltyp

Der Transportkunde muss am Einspeisepunkt das zu transportierende Gas grundsätzlich in der Stundenleistung übergeben, die zeitgleich und wärmeäquivalent am Ausspeisepunkt entnommen wird. Dabei ist die Kompatibilität zu beachten.

Zwischen Netzbetreiber und Transportkunde sind Vorgehensweisen für den Fall von Transporteinschränkungen zu vereinbaren. Hierbei sind die Regelungen zwischen den Netzbetreibern gem. Kap. 6.1.4 zu beachten.

Vorgehensweisen sind:

- Festlegung von Abläufen und Maßnahmen bei Störungen, oder
- Sicherstellung der ständigen Erreichbarkeit (24 Stunden pro Tag, 7 Tage je Woche) von handlungsbefähigten Personen unter o. g. Kontaktdaten, oder
- Kombinationen aus beiden.

6.1.4 Minimaler Regelungsbedarf zwischen Netzbetreibern

Für netzübergreifende Transporte stimmen sich die betroffenen Netzbetreiber durch bilaterale Vereinbarungen für die Netzkopplungspunkte untereinander technisch, betrieblich und abrechnungstechnisch ab.

Die wesentlichen zwischen Netzbetreibern zu regelnden Sachverhalte sind:

- Eindeutige Bezeichnung des Netzkopplungspunktes
- Zugeordnete Gasdruckregel- und Messanlage
- Systemgrenze/Betriebsführungsgrenze/Gefahrenübergang
- Nominierungen und Nominierungsabgleich (Matching)
- Festlegung des Allokationsverfahren
- Mindest-/Maximal-Drücke
- Gasbeschaffenheit
- Mindestdurchflussrate
- Ein-/Ausspeisekapazität
- Sonstige Regelungen und technische Rahmenbedingungen

Die Betriebsführung mit den jeweiligen Verantwortungsbereichen ist für den Normalbetrieb, ebenso wie für Abweichungen davon, klar zu definieren und zu dokumentieren. Hierzu zählt auch der Informationsaustausch.

Ein etwaiger Nominierungsabgleich für einen Netzkopplungspunkt erfolgt zum Zwecke der Prüfung der erfolgten Nominierungen und entsprechender Zuordnung auf Transporte. Die Ergebnisse werden untereinander ausgetauscht.

Die Allokation der am Netzkopplungspunkt übernommenen Menge auf die an diesem Punkt zugeordneten/gültigen Transporte erfolgt grundsätzlich auf Basis der für die jeweiligen Transporte nominierten oder gemessenen Mengen. Hinsichtlich der Allokation sind verschiedene Verfahren möglich (siehe 6.2.5), die vor Aufnahme des Transportes zwischen den Netzbetreibern abzustimmen und über die die Transportkunden zu informieren sind. Nur so ist die eindeutige Zuordnung auf die jeweiligen Transporte eindeutig möglich.

6.2 Abwicklung von Transporten

6.2.1 Erreichbarkeit und Kommunikationstest

Der Netzbetreiber und der Transportkunde bzw. der von ihm Beauftragte (Bilanzkreisverantwortlicher) verpflichten sich, an jedem Gaswirtschaftstag 24 Stunden erreichbar zu sein. Die Erreichbarkeit ist mindestens telefonisch unter nur einer Telefonnummer und nach Möglichkeit über einen weiteren Kommunikationsweg sicherzustellen.

Vor dem Beginn des Transportes führt der Netzbetreiber mit dem Transportkunden bzw. mit dem von ihm Beauftragten einen Kommunikationstest durch. In diesem Kommunikationstest prüft der Netzbetreiber, ob seine Kommunikationsanforderungen erfüllt werden und ob der Transportkunde bzw. der Beauftragte in der Lage ist, Meldungen und Mitteilungen, die die Abwicklung der Transporte betreffen, an den Netzbetreiber zu versenden sowie derartige Meldungen und Mitteilungen vom Netzbetreiber zu empfangen und zu verarbeiten. Der Netzbetreiber informiert den Transportkunden bzw. den von ihm Beauftragten über das Ergebnis des Kommunikationstestes.

6.2.2 Nominierung

Der Transportkunde nominiert entsprechend der vereinbarten Verfahren nach Abschnitt 6.1.1 bzw. 6.1.2 die zu transportierende Menge bei den Netzbetreibern.

Sofern der Transportkunde an Netzkopplungspunkten nicht nominieren muss, werden die aggregierten Nominierungen der einzelnen Transportkunden vom Netzbetreiber, an den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber, übermittelt.

Der Netzbetreiber bestätigt den ordnungsgemäßen Empfang der Nominierung in der Regel mit automatisierten Verfahren.

Eine Ablehnung der Nominierung kann dann erfolgen, wenn Vertragsparameter verletzt werden oder fehlen.

6.2.3 Nominierungsabgleich

Ein Abgleich der an die Netzbetreiber erfolgten Nominierungen wird durchgeführt, wenn und soweit

einer der Netzbetreiber dieses wünscht und es aus transporttechnischer Sicht erforderlich und angemessen ist. Der Abgleich basiert auf Stundenwerten.

Die an einem Netzkopplungspunkt abzuwickelnden Transporte müssen mittels Kennung eindeutig Bilanzkreisen und ggf. Shipper-Codes zugeordnet werden. Die Shipper-Codes werden vom jeweiligen Netzbetreiber vergeben.

Die Netzbetreiber tauschen die Informationen über die zum Transport nominierten Mengen aus und vergleichen diese mit den ihnen vorliegenden Nominierungen je Bilanzkreis und ggf. Shipper-Code-Paar für den gleichen Gültigkeitszeitraum. Bei Differenzen in den Nominierungen werden die für den Netzkopplungspunkt vereinbarten Abgleichsregeln angewendet. Die Abgleichsregeln berücksichtigen sowohl die Menge als auch deren Fließrichtung.

Die Netzbetreiber informieren sich über das Ergebnis des Abgleichs. Dies erfolgt

- täglich bis 16:00 Uhr am Vortag sowie
- nach Erhalt von Renominierungen bis zur übernächsten vollen Stunde.

Der Transportkunde wird bei auftretenden Differenzen beim Abgleich seiner Nominierungen informiert und zu Korrekturen aufgefordert, sofern nichts anderes vereinbart ist.

6.2.4 Netzsteuerung

Auf Basis der Nominierungen und unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Abgleichs werden Fahrpläne für den folgenden Zeitraum erstellt. Diese Fahrpläne dienen als Grundlage für die Mengensteuerung an den relevanten Netzkopplungspunkten.

Im eingeschränkten oder gestörten Betrieb (siehe Abschnitt 5.1.2) kann es zu Kürzungen für einen oder mehrere Transportkunden an Ein- oder Ausspeisepunkten kommen. Hierbei wird wie folgt verfahren:

- Ist ein Transportkunde Verursacher des Problems und als solcher eindeutig identifiziert, so wird nur diese Partei gekürzt.
- Andernfalls bedarf es bilateraler Regelungen der Netzbetreiber.

6.2.5 Mengenzuordnung (Allokation)

Die Allokation von ein- und ausgespeisten Mengen wird notwendig, wenn das Gas mehrerer Transportkunden an einem der unter Abschnitt 5.2 definierten Netzpunkte ungetrennt voneinander übernommen oder übergeben und entsprechend ungetrennt voneinander gemessen wird. Diese Zuordnung erfolgt auf der Grundlage von Messwerten, der nach Anwendung des Nominierungsabgleiches bestätigten Nominierungen und der für den jeweiligen Netzpunkt festgelegten Allokationsverfahren.

Jeder Netzbetreiber informiert seine Transportkunden, soweit erforderlich, über das für ihre Transporte geltende Allokationsverfahren. Die für den jeweiligen Transport relevanten Ergebnisse der Allokation an den Netzpunkten werden vom Netzbetreiber ermittelt und zur Verfügung gestellt.

6.2.5.1 Zuordnung nach Deklaration

Bei der Zuordnung nach Deklaration werden alle Mengen entsprechend bestätigten Nominierungen allokiert. Die Differenz zwischen der Summe der bestätigten Nominierungen und der gemessenen Menge wird für jede Stunde durch die beiden Netzbetreiber ausgeglichen.

Die Netzbetreiber legen die Randbedingungen für die Anwendbarkeit dieses Verfahrens fest.

6.2.5.2 Ratierliche Zuordnung

Bei der ratierlichen Zuordnung wird für jede Stunde die gemessene Menge im Verhältnis der jeweils bestätigten Nominierung zur Summe der bestätigten Nominierungen (pro rata) auf die einzelnen Transporte aufgeteilt.

6.2.5.3 Weitere Zuordnungsverfahren

Die beteiligten Netzbetreiber können sich auf Mischformen der zuvor beschriebenen Zuordnungsverfahren verständigen. Dabei kann, abweichend vom Grundsatz der Verwendung bestätigter Nominierungen, die Zuordnung der gemessenen Menge am Netzpunkt auch auf Basis gemessener Mengen an Ausspeisepunkten für Letztverbraucher erfolgen.

Messwertersatzverfahren, wie z. B. Standardlastprofile können hierbei berücksichtigt werden.

Eine dieser Mischformen ist das „Balancing Shipper“-Verfahren. Dabei erfolgt für alle Transporte mit Ausnahme eines Transportes die Zuordnung nach Deklaration. Dem nicht deklarierten Transport wird für jede Stunde die Differenz zwischen der gemessenen Menge und der Summe der deklarierten Mengen zugeordnet.

Die Netzbetreiber legen die Randbedingungen für die Anwendbarkeit dieser Verfahren fest.

6.3 Bilanzierung von Transporten

Die Bilanzierung dient dem Nachweis der ordnungsgemäßen Abwicklung der Transporte. Die Netzbetreiber sind für die Aufstellung und Pflege von konsistenten Bilanzierungsmodellen verantwortlich. Diese basieren auf Bilanzkreisen, in denen Ein- und Ausspeisepunkte zusammengefasst werden.

Die Bilanzkreis führenden Netzbetreiber stellen nach dem Transport die Ein- und Ausspeisemengen gegenüber und machen den Transportkunden ihrem aktuellen Informationsstand entsprechende Informationen über den Ausgleichsstatus verfügbar. Ein vereinbarter Ausgleich von Differenzen (Basisbilanzausgleich und erweiterter Bilanzausgleich) erfolgt durch den betreffenden Netzbetreiber im Rahmen seiner technischen Möglichkeiten. Die endgültige Gegenüberstellung erfolgt nach Ablauf des Liefermonates.

6.4 Ausgleich von Mehr- und Mindermengen

Der Ausgleich von Mehr- bzw. Mindermengen bei Standardlastprofil-Kunden erfolgt über den Netzbetreiber, an dessen Netz diese Kunden angeschlossen sind. Nach der in der Regel jährlichen Ablesung wird der Transportkunde über die entsprechenden Mengen informiert.

7 Datenmanagement

7.1 Informationsflussmodelle für Messwerte

Eine vereinfachte schematische Darstellung der Informationswege sowie der erforderlichen Komponenten und Funktionen, die in der Messwert-Datenübertragungskette benötigt werden, sind in dem „Informationsflussmodell für Messwerte“ dargestellt (siehe Anhang 1).

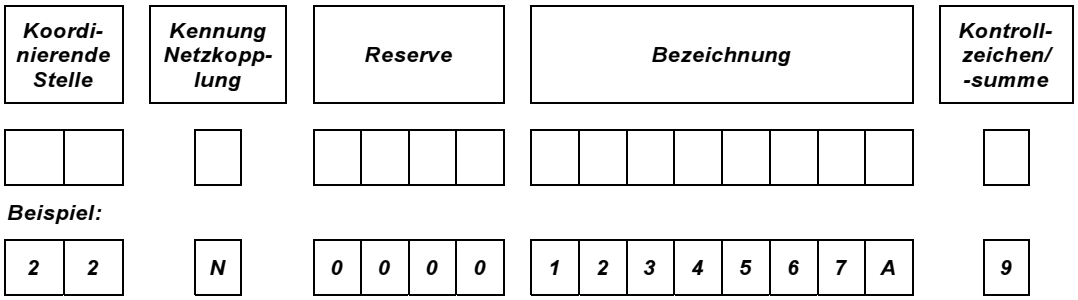
7.2 Eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte

Zur eindeutigen, nicht temporären Identifikation von Netzkopplungspunkten ist eine einheitliche und eindeutige Bezeichnung Voraussetzung. Dies ermöglicht eine widerspruchsfreie, richtungsungebundene Transportabwicklung zwischen Transportkunde und Netzbetreiber sowie zwischen Netzbetreibern. Die Netzkopplungspunkte werden entsprechend des von der EASEE-Gas Workgroup „Message Codification and Maintenance“ nach ETSO/EIC-Schema zur Codierung der grenzüberschreitenden Netzkopplungspunkte genutzten Verfahrens codiert. Die eindeutige Bezeichnung (ETSO/EIC-Code) wird für Deutschland vom DVGW entsprechend der nachfolgend angeführten Struktur vergeben und in einer Liste geführt. Die Netzbetreiber stellen dem DVGW die entsprechenden Informationen vollständig und aktuell zur Verfügung.

Die Bezeichnungen aller deutschen Netzkopplungspunkte werden in einer vom DVGW aufgestellten und aktualisierten Liste mit mindestens folgenden Inhalten geführt:

- ETSO/EIC-Code
- Bezeichnung/Ortsangabe des Netzkopplungspunktes Netzbetreiber1 (Klartext)
- Name Netzbetreiber1 (Klartext und DVGW-Netzbetreiber Bezeichnung)
- Bezeichnung/Ortsangabe des Netzkopplungspunktes Netzbetreiber2 (Klartext)
- Name Netzbetreiber2 (Klartext und DVGW-Netzbetreiber-Bezeichnung)

Struktur der Bezeichnung der Netzkopplungspunkte (ETSO/EIC-Code)



Koordinierende Stelle __ = DVGW *(Anm.: Nummer wird noch festgelegt)*
(koordinierende Stelle für nationale Netzkopplungspunkte)
21 = EASEE-Gas Workgroup „Message Codification and Maintenance“
(koordinierende Stelle f. grenzüberschreitende Netzkopplungspunkte)

Kennung Netzkopplung __ *(Anm.: Buchstabe wird noch festgelegt)*

Reserve (Beispiel: 0000)

Bezeichnung (Beispiel: 1 2 3 4 5 6 7 A)

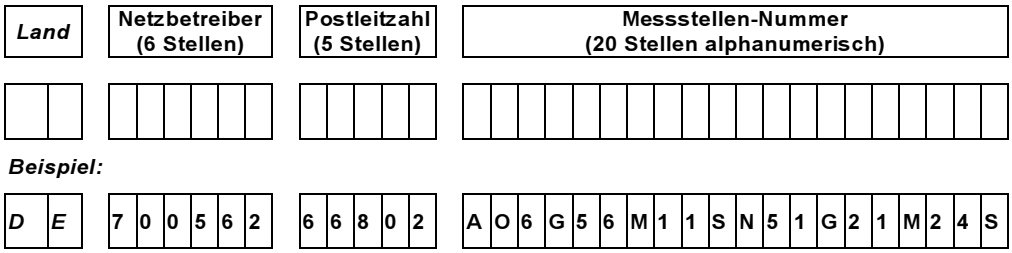
Kontrollzeichen/-summe (Beispiel: 9)

7.3 Messstellenbezeichnung / Zählpunktbezeichnung

Für den Informationsaustausch stellt der Netzbetreiber für jede Messstelle in seinem Netz eine eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische Bezeichnung nach u. a. Struktur sicher.

Die eindeutige Bezeichnung stellt sicher, dass allen berechtigten Partnern Messwerte zu einer eindeutig zuzuordnenden Messstelle bereitgestellt werden und dass im Hinblick auf die Bereitstellung von Informationen über die an der Messstelle ermittelten Daten Missverständnisse und fehlerhafte Zuordnungen der registrierten Daten vermieden werden.

Struktur der Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung



Land: Internationale Länderkennung (entspr. ISO)
Deutschland = DE

Netzbetreiber: 6-stellige Nummer des Netzbetreibers

Die Vergabe der Netzbetreibernummer wird durch den DVGW vorgenommen. Der Netzbetreiber muss die Netzbetreibernummer beim DVGW beantragen.

Postleitzahl: 5-stellige Postleitzahl des zugeordneten Ortes

Messstellen-Nr.: 20-stellige alphanumerische eindeutige Kennung der Messstelle

Die Bezeichnung muss den jeweiligen Partnern bekannt sein und in den abrechnungsrelevanten Unterlagen entsprechend dokumentiert werden.

Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Bezeichnung in seinem Netzgebiet eindeutig ist. Für die Darstellung der 20-stelligen Netzbetreiber-Messstellennummer werden aus dem Zeichensatz ISO/IEC 8859-1 (Westeuropa) die Großbuchstaben A – Z sowie die Ziffern 0 – 9 verwendet. Bei Vergleichsmesssätzen ist jeweils eine separate Messstellennummer zu vergeben. Virtuelle Messstellen werden ebenfalls von dem Netzbetreiber, der diese Messstelle definiert, vergeben.

7.4 Zeitbasis und Abrechnungsperioden

Für Datenbereitstellung, Bilanzierung und Abrechnung ist die gesetzliche Zeit anzuwenden. Eine Abrechnungsperiode beginnt zur vollen Stunde. Die kleinste Abrechnungsperiode beträgt eine Stunde.

7.5 Erfassung, Bearbeitung und Bereitstellung von Daten

Verantwortlich für die Datenerfassung und Registrierung sowie den Zugriff auf die Messdatenregistriereinrichtungen ist der Messstellenbetreiber. Die ermittelten Rohdaten werden vom Netzbetreiber ausgelesen, sofern nichts anderes vereinbart ist.

Der Netzbetreiber berechnet aus den gemessenen Gasmengen entsprechend den DVGW-Arbeitsblättern G 486 und G 685 und den jeweils geltenden Allokationsregeln die ein- und ausgespeisten Wärmemengen. Die verwendeten Berechnungsgrundlagen werden den Transportkunden auf Verlangen zur Verfügung gestellt.

7.5.1 Erfassung der Messwerte

Die Erfassung der Messwerte erfolgt durch Ablesung der Daten vor Ort oder durch Fernauslesung der Daten. Die dabei verwendeten Ablesezyklen richten sich nach den zwischen den Partnern vereinbarten Abrechnungsspannen. Bei Lieferantenwechsel erfolgt eine stichtagsgenaue Ablesung und Datenbereitstellung. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden kann auf ein Abgrenzungsverfahren gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 bzw. synthetische/analytische Verfahren gem. Abschnitt 5.3.2.2.8 zurückgegriffen werden.

7.5.2 Rohdatensicherung

Die ab-/ausgelesenen örtlichen Messwerte sind als Rohdaten in der Verantwortung des Netzbetreibers unverändert zu archivieren und entsprechend den gesetzlichen Vorgaben vorzuhalten.

7.5.3 Steuerungsdaten

Der Netzbetreiber stellt für Steuerungs- und Bilanzierungszwecke vorläufige Daten zur Verfügung, sofern für den Netzzugang erforderlich.

7.5.4 Kennzeichnung der Messwerte

Die Messwerte sind vollständig und eindeutig zu beschreiben. Jeder Wert ist mit einem Status gekennzeichnet.

Es wird zwischen den folgenden Statusinformationen unterschieden:

Status	Bedeutung	Priorität
„(Blank)“	Wahrer Wert	5
„E“	Ersatzwert	4
„V“	Vorläufiger Wert	3
„G“	Gestörter/unplausibler Wert	2
„F“	Fehlender Wert	1

Wird z. B. ein fehlender Wert durch einen Ersatzwert ersetzt, so ändert sich der Status von „F“ auf „E“.

7.5.5 Bearbeitung der Messwerte

Die Bearbeitung der Messwerte erfolgt entsprechend gesetzlicher Vorschriften und dem DVGW-Regelwerk. Die als Rohdaten gespeicherten Volumen-, Zustands-, Gasbeschaffenheits- und Energiemesswerte sind auf Vollständigkeit und Plausibilität zu prüfen. Bei der Plausibilitätsprüfung ist insbesondere zu beachten, ob die Daten im erwarteten Bereich liegen und ob alle relevanten Messsignale weitergeleitet wurden. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden ist ein Vergleich mit den Mengen des Vorjahres auszuführen.

Fehlende, gestörte oder unplausible Daten werden entsprechend Abschnitt 7.5.4 gekennzeichnet. Durch Anwendung von geeigneten Verfahren ermittelt der Netzbetreiber Ersatzwerte und tauscht die

fehlerhaften Daten gegen diese aus. Die Ersatzwerte werden entsprechend Abschnitt 7.5.4 gekennzeichnet.

Die Ersatzwertbildung erfolgt gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685.

Die Auswahl des geeigneten Verfahrens obliegt dem Netzbetreiber. Den Änderungsgrund, die Basis und die Methode für die Ersatzwertbildung sind den berechtigten Datenempfängern auf Anforderung zur Verfügung zu stellen.

7.5.6 Datenbereitstellung und Datenweitergabe

Der Netzbetreiber stellt an einer Datenschnittstelle alle zur Abrechnung erforderlichen Daten zur Verfügung. Verfahren, Art und Umfang der Datenweitergabe ist zwischen den Beteiligten zu vereinbaren. Die Messdaten für die Abrechnung von Letztverbrauchern mit Messdatenregistrierung werden dem Transportkunden vom Netzbetreiber einmal monatlich bereitgestellt. Die Bereitstellung der Gasbeschaffenheitsmesswerte durch den Netzbetreiber erfolgt ebenfalls in der Regel monatlich. Andere Bereitstellungszyklen können bilateral vereinbart werden.

Die Messwerte einzelner Messstellen werden immer zusammen mit den dazugehörenden Informationen für die eindeutige Identifikation der Messstelle übertragen. Dazu gehören z. B. Messstellenbezeichnung/Zählpunktbezeichnung, Zeitstempel, OBIS-Kennzahl, Messwert und Statusinformation.

7.5.7 Überprüfung der bereitgestellten Messwerte

In begründeten Fällen kann jeder Berechtigte vom Netzbetreiber einen detaillierten Nachweis über die Messwertermittlung verlangen.

7.5.8 Datensicherheit und Datenschutz

Der Netzbetreiber gibt die Daten und Informationen nur in dem für Durchführung und Abrechnung von Transport und Bilanzierung erforderlichen Umfang an andere Netzbetreiber sowie an die berechtigten Transportkunden bzw. Dienstleister und sonstige Berechtigte weiter. Diese Informationen sind vertraulich zu behandeln.

Der Messstellenbetreiber hat die Verantwortung dafür, dass nur Berechtigte Zugriff auf die jeweiligen Messwerte erhalten. Zugriffsrechte hat der Messstellenbetreiber mit den Beteiligten zu regeln; den angrenzenden Netzbetreibern ist ein jederzeitiges Zutrittsrecht einzuräumen. Die Berechtigungsverwaltung und jeder Zugriff von Dritten auf die Abrechnungsdaten ist zu dokumentieren.

Es sind technische und organisatorische Verfahren anzuwenden, die eine Verfälschung, Datenverluste oder einen Datenmissbrauch durch Dritte verhindern.

Die Daten dürfen nur berechtigten Geschäftspartnern zur Verfügung gestellt werden. Deren Rechte sind auf das erforderliche Minimum zu begrenzen.

Anhang 1

Informationsflussmodell für Abrechnungszählwerte

