

Technische Regel
Arbeitsblatt G 2000 | Juli 2009



Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität
und Anschluss an Gasversorgungsnetze

Der DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. – Technisch-wissenschaftlicher Verein – fördert seit 1859 das Gas- und Wasserfach mit den Schwerpunkten Sicherheit, Hygiene und Umweltschutz.

Als technischer Regelsetzer motiviert der DVGW die Weiterentwicklung im Fach. Mit seinen rund 12.000 Mitgliedern erarbeitet er die anerkannten Regeln der Technik für Gas und Wasser, prüft und zertifiziert (über die DVGW CERT GmbH) Produkte, Personen sowie Unternehmen, initiiert und fördert Forschungsvorhaben und schult zum gesamten Themenspektrum des Gas- und Wasserfaches.

Die technischen Regeln des DVGW bilden das Fundament für die technische Selbstverwaltung und Eigenverantwortung der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft und sind ein Garant für eine sichere Gas- und Wasserversorgung auf international höchstem Standard.

Der gemeinnützige Verein ist frei von wirtschaftlichen Interessen und politischer Einflussnahme.

ISSN 0176-3490

Preisgruppe: 9

© DVGW, Bonn, Juli 2009

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@dvwg.de
Internet: www.dvbw.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: +49 228 9191-40 · Telefax: +49 228 9191-499
E-Mail: info@wvgw.de · Internet: www.wvgw.de
Art. Nr.: 307688

Inhalt

Vorwort	5
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	7
3 Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen	9
4 Beschreibung von Netztypen und Netzelementen	14
4.1 Netztypen	14
4.1.1 Druckgeregelter Netze	14
4.1.2 Mengengesteuerte Netze.....	14
4.2 Netzelemente und deren Transportkapazitäten	14
4.2.1 Rohrleitungen und Formstücke.....	15
4.2.2 Verdichteranlagen.....	16
4.2.3 Druckregelanlagen.....	16
4.2.4 Messanlagen	17
4.2.5 Gasodorierung.....	17
4.2.6 Konditionierungsanlagen	17
5 Technische Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschlüsse und Anlagen	17
5.1 Netzbetrieb.....	17
5.1.1 Planung des Netzbetriebes.....	17
5.1.2 Durchführung des Netzbetriebes	17
5.1.2.1 Normalbetrieb.....	18
5.1.2.2 Eingeschränkter Betrieb	18
5.1.2.3 Gestörter Betrieb	18
5.2 Technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss	18
5.2.1 Netzkopplungspunkt	18
5.2.2 Einspeisepunkt	19
5.2.3 Ausspeisepunkt	19
5.2.4 Netzanschlusspunkt	19
5.2.5 Netzanschluss zur Biogaseinspeisung.....	20
5.3 Technische Mindestanforderungen an Anlagen in Netzanschlüssen.....	21
5.3.1 Allgemeine Anforderungen.....	21
5.3.2 Planung, Errichtung und Betrieb von Gas-Druckregel- und Messanlagen	21
5.3.3 Spezielle Anforderungen an Messstellen	22

5.3.4	Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze.....	22
5.3.5	LNG-Anlagen.....	22
6	Technisches Netzmanagement	22
6.1	Grundsätzliche Regelungen.....	22
6.1.1	Nominierungsverfahren.....	23
6.1.2	Nominierungsersatzverfahren	23
6.1.3	Regelungsbedarf zwischen Transportkunde und Netzbetreiber sowie zwischen Netzbetreibern untereinander.....	24
6.2	Abwicklung von Transporten.....	24
6.2.1	Erreichbarkeit und Kommunikationstest	24
6.2.2	Nominierung.....	24
6.2.3	Nominierungsabgleich (Matching).....	24
6.2.4	Netzsteuerung	25
6.2.5	Mengenzuordnung (Allokation)	25
6.2.5.1	Zuordnung nach Deklaration.....	25
6.2.5.2	Ratierliche Zuordnung	25
6.2.5.3	Weitere Zuordnungsverfahren	26
6.3	Bilanzkreismanagement.....	26
7	Datenmanagement	26
7.1	Allgemeines.....	26
7.2	Eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte.....	26
7.3	Zählpunktbezeichnung	27
7.4	Zeitbasis und Abrechnungsperioden	28
7.5	Erfassung und Weitergabe von Messdaten	28
8	Ermittlung des Netzpuffers	29
8.1	Grundlagen zur Bestimmung des Netzpuffers.....	29
8.1.1	Allgemeines.....	29
8.1.1.1	Voraussetzungen	29
8.1.1.2	Berechnungs-/Ermittlungsmethoden	29
8.1.2	Bezeichnungen und Berechnungsformeln für unterschiedliche Netzinhalte	30
8.1.2.1	Netzinhalte	30
8.1.3	Netzpuffer als Netzinhaltsdifferenz	31
8.1.4	Grundlagen zur Berechnung des Netzinhaltes einzelner Rohrleitungsabschnitte	31
8.1.4.1	Grundlegende Zusammenhänge.....	31
8.1.4.2	Ermittlung des Druckes in einer Rohrleitung	32
8.1.4.3	Netzinhalt im stationären Strömungszustand.....	32
8.1.5	Praktische Hinweise	33
8.1.5.1	Druckmessorte	33
8.1.5.2	Genauigkeit	33
8.2	Analyse historischer Ergebnisse, Prognose und Nutzbarmachung.....	34
8.2.1	Analyse der historischen Fahrweise für die langfristige Abschätzung	34
8.2.2	Ein- und Auspufferungsleistung des Netzpuffers	35
8.2.3	Ermittlung von Prognosewerten.....	36
9	Formelzeichen	37
	Literaturhinweise.....	40

Vorwort

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

Diese Technische Regel ist im Auftrag des Lenkungsausschusses „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 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.

Änderungen

Aufgrund der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der Weiterentwicklung der Geschäftsprozesse im liberalisierten Gasmarkt wurden folgende Änderungen am DVGW-Arbeitsblatt G 2000:2006-10 vorgenommen:

- a) Anpassung der Festlegungen des Abschnitts 5.3.3 „Biogasanlagen“ an die Vorgaben der geänderten GasNZV
- b) Überführung der Regelungen zum Messstellenbetrieb und zur Messung in die neuen DVGW-Arbeitsblätter G 687 und G 689
- c) Vollständige Überarbeitung des Abschnitts 6 „Technisches Netzmanagement“ zur Anpassung an die weiterentwickelten Geschäftsprozesse im liberalisierten Gasmarkt
- d) Überarbeitung des Abschnitts 7 „Datenmanagement“ zur Anpassung an die Vorgaben zum elektronischen Datenaustausch
- e) Aufnahme des 1. Beiblatts der G 2000 „Leitfaden zur Ermittlung des Netzpuffers“, Ausgabe September 2007, als Abschnitt 8 des Arbeitsblattes
- f) Wegfall des informativen Anhangs A „Informationsflussmodell für Abrechnungszählwerte“
- g) Redaktionelle Überarbeitung des gesamten Dokumentes

Frühere Ausgaben

DVGW G 2000 (A):2006-10

DVGW G 2000 (A) – B1:2007-09

1 Anwendungsbereich

Diese Technische Regel beschreibt die Mindestanforderungen bzgl. Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze im liberalisierten Gasmarkt. Sie gilt für Gasversorgungsnetze, die mit Gasen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, 2. Gasfamilie, betrieben werden. Sie gilt auch für die Einspeisung von Biogas gemäß § 41a ff. GasNZV. Bezüglich der Einspeisung von Gasen aus regenerativen Quellen in Netze der öffentlichen Gasversorgung sind die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatts G 262 zu beachten.

Diese Technische Regel stellt die Umsetzung der technischen Anforderungen des EU-weiten und nationalen Energierechtes sicher. Ihre Anwendung 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 neuesten 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 über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)

Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz)

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV)

Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV)

Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung – MessZV)

Eichordnung (EO 1988)

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung – NDAV)

ISO-Normen

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

DIN-Normen

DIN 1871, *Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase – Dichte und andere volumetrische Größen*

DIN 4710, *Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumlufttechnischen Anlagen in Deutschland*

DIN EN ISO 3166-1, *Codes für die Namen von Ländern und deren Untereinheiten – Teil 1: Codes für Ländernamen*

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

DIN EN 12831, *Heizungsanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast*

DVGW-Regelwerk

A = Arbeitsblatt, H = Hinweis, P = Prüfgrundlage

DVGW G 213 (A), *Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen*

DVGW G 260 (A), *Gasbeschaffenheit*

DVGW G 262 (A), *Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*

DVGW G 280-1 (A), *Gasodorierung*

DVGW G 462 (A), *Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck – Errichtung*

DVGW G 463 (A), *Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck >16 bar – Errichtung*

DVGW G 465-1 bis -4 (A, H), *Überprüfen von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 4 bar*

DVGW G 466-1 (A), *Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar – Instandhaltung*

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

DVGW G 486 (A), *Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen – Berechnung und Anwendung*

DVGW G 488 (A), *Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung und Betrieb*

DVGW G 491 (A), *Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar – Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb*

DVGW G 492 (A), *Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar – Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung*

DVGW G 495 (A), *Gasanlagen-Instandhaltung*

DVGW G 497 (A), *Verdichteranlagen*

DVGW G 499 (A), *Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen*

DVGW G 600 (A), *Technische Regeln für Gasinstallationen – DVGW-TRGI*

DVGW G 685 (A), *Gasabrechnung*

DVGW G 687 (A), *Technische Mindestanforderungen an die Gasmessung*

DVGW G 689 (A), *Technische Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb Gas*

DVGW G 1000 (A), *Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Unternehmen für den Betrieb von Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas (Gasversorgungsanlagen)*

DVGW GW 1200 (A), *Grundsätze und Organisation des Bereitschafts- und Entstörungsdienstes für Gas- und Wasserversorgungsunternehmen*

DVGW VP 265-1 (P), *Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme*

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*

Technische Richtlinien G 14, *Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*

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

3 Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen

Allokation

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

Auspufferungsleistung N_{LA}

Nutzbarer Gasvolumenstrom (Leistung) bei der Ausspeisung aus dem Netzpuffer, angegeben in m³/h im Normzustand. Die Angabe im Bilanzkreismanagement erfolgt in kWh/h.

Ausspeisepunkt

Ein Punkt, an dem Gas durch einen Transportkunden aus einem Netz eines Netzbetreibers zur Belieferung von Letztverbrauchern, an Marktgebietsgrenzen oder zum Zwecke der Einspeicherung entnommen werden kann.

Ausspeisezone

Zusammenfassung mehrerer Netzkopplungspunkte.

Bilanzkreiscode

Eindeutiger Code, der vom Bilanzkreisnetzbetreiber an einen Bilanzkreisverantwortlichen für einen Bilanzkreis vergeben wird und der Identifizierung der Nominierungen oder Renominierungen von Gasmengen dient.

Bilanzkreisnetzbetreiber

Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber, oder ein von einem oder mehreren marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern beauftragter Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird.

Bilanzkreisverantwortlicher

Der Bilanzkreisverantwortliche ist für die Ausgeglichenheit seines Bilanzkreises verantwortlich und übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen bezogen auf seinen Bilanzkreis.

Biogas

Ein auf Erdgasbeschaffenheit aufbereitetes Gas aus regenerativen Quellen. Nähere Informationen sind dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 zu entnehmen.

Brennwert

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

DVGW-Marktpartnercode

Alphanumerischer Code zur eindeutigen Identifikation eines Marktpartners im deutschen Gasmarkt in seiner jeweiligen Marktrolle im elektronischen Datenaustausch.

Einpufferungsleistung N_{LE}

Nutzbarer Gasvolumenstrom (Leistung) zur Einspeisung in den Netzpuffer, angegeben in m^3/h im Normzustand. Die Angabe im Bilanzkreismanagement erfolgt in kWh/h.

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.

Einspeisezone

Zusammenfassung mehrerer Einspeisepunkte.

Gasbeschaffenheit

Beschaffenheit von Brenngasen. Die Gasbeschaffenheit bzw. die Anforderungen an die Brenngase der öffentlichen Gasversorgung werden in technischen Regeln festgelegt. Die DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 definieren verschiedene technische Begriffe sowie brenntechnische Kenndaten (Beispiele: Wobbe-Index, Brennwert und relative Dichte). Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 klassifiziert Gasfamilien mit zugelassenen Bandbreiten für den Gehalt an Gasbestandteilen und Gasbegleitstoffen.

Gastag

Der Gastag ist eine für die Gaswirtschaft spezifische Definition des Tages und stellt den Zeitraum von 06:00 Uhr (MEZ/MESZ) eines Kalendertages bis 06:00 Uhr (MEZ/MESZ) des folgenden Kalendertages dar.

Gasversorgungsnetz

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

Kompatibilität

Druck und Gasbeschaffenheit des zur Einspeisung anstehenden Gases, die eine Einspeisung unter Beachtung der eichrechtlichen Bestimmungen und unter Einhaltung des DVGW-Regelwerkes erlauben.

Letztverbraucher

Kunden, die Gas für den eigenen Verbrauch entnehmen.

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)

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

Messgerät

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

Messstelle

Ort, an dem Gas gemessen wird. An einer Messstelle befinden sich alle zur abrechnungsrelevanten Messung der Gasmengen erforderlichen Messeinrichtungen/Messgeräte.

Messstellenbetreiber

Ein Netzbetreiber oder ein Dritter, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs gemäß MessZV wahrnimmt.

Messdienstleister

Verantwortlich gemäß MessZV für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung, die Plausibilisierung der Messdaten sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten.

Messstellenbetrieb

Der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen.

Messdatenregistriereinrichtung

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

Netz

Siehe Gasversorgungsnetz.

Netzanschlusspunkt

Ein Netzanschlusspunkt verbindet das Gasversorgungsnetz mit den technischen Einrichtungen des Letztverbrauchers.

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.

Netzinhalt *NI*

Ist die Gasmenge, die beim jeweiligen Gasdruck im Netz vorhanden ist.

Netzpuffer *NP*

Der Netzpuffer bezeichnet das nutzbare Volumen eines Gasnetzes zum Ausgleich von Prognoseabweichungen und zur Glättung des Lastgangs an Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen innerhalb eines 24-Stunden- bzw. eines längeren Intervalls.

Netzpunkt

Oberbegriff für Ausspeisepunkt, Einspeisepunkt, Netzanschlusspunkt und Netzkopplungspunkt.

Nicht nutzbarer Netzinhalt NI_{NN}

Ist die Gasmenge, welche zur Sicherstellung der für den Transport erforderlichen Drücke im Netz vorhanden sein muss.

Nominierung

Anmeldung über die zu transportierende bzw. zu übertragende (Wärme-)Menge (in kWh) innerhalb bestimmter Zeiträume und für bestimmte Netzpunkte, Ein- und Ausspeisezonen und virtuelle Handlungspunkte.

Normvolumen

Volumen, das eine Gasmenge im Normzustand einnimmt.

Normzustand

Der Normzustand eines Gases ist der durch die Normtemperatur $T_n = 273,15 \text{ K}$ ($t_n = 0 \text{ °C}$) und den Normdruck $p_n = 1,01325 \text{ bar}$ festgelegte Bezugszustand [DIN 1871].

Nutzbarer Inhalt von dem Netz zugeordneten Pufferanlagen NI_{Anl}

Der nutzbare Inhalt NI_{Anl} wird ermittelt aus dem geometrischen Volumen und der verfügbaren Druckdifferenz des in diesem Volumen enthaltenen Gases (Kugelbehälter, Teleskopbehälter, Röhrenspeicher).

Online-Messwert

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

Registrierende Lastgangmessung (RLM)

Messeinrichtung zur Messung der Gasmenge mit zeitsynchroner stündlicher Registrierung der Messwerte.

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 fortzuleiten zu können.

Transportkunde

Großhändler, Lieferant einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher. Der Transportkunde schließt mit dem Netzbetreiber einen Vertrag zur Netznutzung ab.

Virtueller Handelspunkt

Ein virtueller Punkt, an dem Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebietes gehandelt werden kann. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es Käufern und Verkäufern von Gas, ohne Kapazitätsbuchung Gas zu kaufen bzw. zu verkaufen.

Wärmemenge

Der Energieinhalt einer bestimmten Menge Gas, angegeben in kWh. Sie entspricht dem Produkt aus Brennwert und Volumen im Normzustand.

Zählpunktbezeichnung

33stellige alphanumerische Kennung zur eindeutigen Identifikation einer Messstelle.

Zählpunktnummer

20stellige alphanumerische Kennung, die vom Netzbetreiber vergeben wird. Sie ist Teil der 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 fortzuleiten 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 Ausspei-

sungen, die jeweils 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 waagrecht verlegten Rohrleitung entwickeln:

$$Q_n = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \times T_n}{\rho_n \times p_n \times K \times T} \times \frac{d_i^5}{\lambda \times L}} \quad (1)$$

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

$$\lambda \times \frac{L}{d_i}$$

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

$$\Delta p_h = (\rho_{\text{Luft}} - \rho_{\text{Gas}}) \times (h_2 - h_1) \times g \quad (2)$$

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

$$Q_n = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(p_1^2 - e^\xi p_2^2) \times T_n}{\rho_n \times p_n \times K \times T} \times \frac{d_i^5}{\lambda \times L} \times \frac{\xi}{e^\xi - 1}} \quad (3)$$

mit

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

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 Anforderungen an Verdichteranlagen zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz sind in der DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 festgelegt.

Die zur Verdichtung des strömenden Gases notwendige Leistung P_{Gas} ist ein Produkt aus dem Massenstrom \dot{m} und der Enthalpieänderung Δh_i . Unter Berücksichtigung sowohl des mechanischen Wirkungsgrades

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

und des isentropen Wirkungsgrades

$$\eta_s = \frac{\Delta h_s}{\Delta h_i} \quad (6)$$

ergibt sich vereinfacht für die Kapazität einer Verdichteranlage

$$Q_n = \frac{P_K}{\rho_n \times \Delta h_s} \times \eta_m \times \eta_s \quad (7)$$

mit

$$\Delta h_s = \frac{\chi}{\chi - 1} \times Z_1 \times R_s \times T_1 \times \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\chi-1}{\chi}} - 1 \right] \quad (8)$$

Für die Wirkungsgrade lassen sich für die beiden Verdichterbauarten Hubkolbenverdichter und Turboverdichter Richtwerte laut Tabelle 1 angeben.

Tabelle 1 – Richtwerte für Wirkungsgrade Hubkolbenverdichter und Turboverdichter

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 sowie zur Druckabsicherung der nachgeschalteten Netze und Anlagen (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, Sicherheitseinrichtungen, Wärmetauscher, Impuls- und Steuerleitungen, Ventile und Absperrrichtungen). Eine wichtige Anlagenkomponente ist dabei die eigentliche Drosselstelle (Druck- oder Mengenregelgerät). Für diese lässt sich die Durchflussrate wie folgt darstellen:

$$Q_n = A_D \times p_1 \times \psi \times \sqrt{\frac{1}{\rho_n \times p_n} \times \frac{T_n}{T}} \quad (9)$$

mit

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

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, G 495 und G 685). In Messanlagen werden unterschiedliche Messkonfigurationen mit unterschiedlichen Messgeräten (z. B. Turbinenradgaszähler, Drehkolbengaszähler, Wirbelgaszähler, Ultraschallgaszähler) realisiert, deren maximale Durchflussraten den Zulassungsunterlagen der Hersteller und den eichtechnischen Prüfungen zu entnehmen sind.

4.2.5 Gasodorierung

Die Odorierung des eingespeisten Gases hat gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 280-1 und entsprechend den spezifischen Vorgaben des Betreibers des Netzes, in das eingespeist wird, zu erfolgen.

4.2.6 Konditionierungsanlagen

Konditionierungsanlagen dienen der Anpassung von Gasbeschaffenheiten (siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 213). Sie bestehen aus Anlagenbestandteilen, in denen Gasströme unterschiedlicher Beschaffenheit kontrolliert gemischt werden. In einzelnen Anlagen werden zur Einstellung des Wobbe-Index und des Brennwertes z. B. Luft, Flüssiggas oder Stickstoff zugemischt. Hierzu können weitere Anlagen (Luftverdichter, Luftzerlegungsanlagen) erforderlich sein.

Das konditionierte Gas muss den Bestimmungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entsprechen. In Hinblick auf die Anforderungen an die Gasabrechnung ist das DVGW-Arbeitsblatt G 685 zu beachten.

5 Technische Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschlüsse und Anlagen

Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Gasversorgungsnetzen erfolgen nach den gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere der GasHDrLtG, und den einschlägigen technischen Regeln des DVGW, insbesondere den DVGW-Arbeitsblättern G 213, 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, G 497 und G 685 sowie der DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1.

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 466-1 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 Gasbeschafflichkeiten sein. Einem Netzkopplungspunkt ist mindestens eine Mess- und ggf. Regelanlage zugeordnet, um die zum Transport übergebenen Gas mengen zu messen, zu registrieren und ggf. zu steuern. Die Netzbetreiber können vereinbaren, zu Abwicklungszwecken geeignete Netzkopplungspunkte (z. B. zu einer Ausspeisezone) zusammenzufassen.

Die dem Netzkopplungspunkt zugeordneten 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 Mengemessung und ggf. Normvolumenumwertung, Messdatenerfassung und -registrierung, Gasbe-

schaffenheitsmessanlagen, Schaltzustandsüberwachung, Betriebszustandsüberwachung, Fernüberwachung, 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

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

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

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, fernzuüberwachen und ggf. zu steuern.

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

Für eine Messanlage mit registrierender Lastgangmessung stellt der Anschlussnehmer dauerhaft und kostenfrei einen Niederspannungsanschluss und ggf. einen geeigneten Kommunikationsanschluss in unmittelbarer Nähe der Messstelle bereit. Über Details stimmt sich der Messstellenbetreiber mit dem Anschlussnehmer ab.

Bei fehlendem, nicht termingerecht verfügbarem oder dauerhaft gestörtem Kommunikationsanschluss legt der Messstellenbetreiber ein alternatives Übertragungsverfahren fest.

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)

5.2.5 Netzanschluss zur Biogaseinspeisung

Zum Biogasnetzanschluss gehören die Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases sowie ggf. die Gas-Druckregelanlage oder eine Einrichtung zur Druckerhöhung und Fernüberwachungssysteme.

Für die Nutzung des Netzanschlusses kann es technisch notwendig sein, dass der Netzbetreiber technische Einrichtungen (z. B. Konditionierungsanlage, Flüssiggastank, Odorieranlage u. a.) aufstellen und betreiben muss. Über Details stimmt sich der Netzbetreiber mit dem Anschlussnehmer ab.

Der Netzanschluss wird für einen bestimmten Gasbeschaffenheitsbereich innerhalb der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 ausgelegt und vertraglich zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer (gemäß § 41b GasNZV) im Netzanschlussvertrag vereinbart.

Für den Biogasnetzanschluss muss mindestens Folgendes schriftlich fixiert werden:

- Anschlusspunkt, Eigentumsgrenze
- Anschlusswerte (Durchfluss-, Druck-, und Temperaturbereich)

- Regelungen zur ordnungsgemäßen Errichtung und Abnahme der Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage (z. B. nach DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1)
- Gasbeschaffenheitsbereich des Biogases nach der Biogasaufbereitungsanlage
- Regelungen hinsichtlich des Zutrittsrechts und zur Grundstücksnutzung
- Einbau, Betrieb und Ablesung der Steuer- und Messeinrichtungen
- Außerbetriebnahme des Anschlusses

5.3 Technische Mindestanforderungen an Anlagen in Netzanschlüssen

5.3.1 Allgemeine Anforderungen

Die abrechnungsrelevanten Kenngrößen des ein- bzw. ausgespeisten Gases sind messtechnisch zu erfassen.

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

Die Inbetriebnahme von Ein- bzw. Ausspeiseeinrichtungen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Die Anforderungen des Netzbetreibers für online-flow-control (OFC) und Steuerungseinrichtungen (z. B. Betriebszustände in der Messanlage) inklusive der Kommunikationseinrichtungen sind zu berücksichtigen.

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

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

Die Gas-Druckregel- und Messanlagen dienen der Entspannung, Messung und ggf. Odorierung des bezogenen Gases. Planung und Errichtung sowie Betrieb und Instandhaltung der Gas-Druckregel- und Messanlage (einschließlich Gebäude) erfolgt bei Netzkopplungspunkten in der Regel durch den nachgelagerten 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 Anlagenaufbau 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-Arbeitsblatt 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. Die durchgeführten Arbeiten und der Zeitraum der Anwesenheit sind in geeigneter Form zu dokumentieren.

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.

Alle vorgenannten Regelungen gelten für Einspeisepunkte entsprechend.

5.3.3 Spezielle Anforderungen an Messstellen

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 8, G 13 und G 14) und die DVGW-Arbeitsblätter (z. B. G 492, G 685, G 687, G 689, G 486, G 488, G 600) sind einzuhalten. Technische Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb Gas sind im DVGW Arbeitsblatt G 689 zusammengefasst.

Der Netzbetreiber kann ergänzende Bedingungen zu den technischen Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb festlegen.

Bei Messstellen ohne RLM 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.

5.3.4 Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze

Planung, Bau, Betrieb und Änderung dieser technischen Einrichtungen haben nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere den technischen Regeln des DVGW, den DIN-Normen und den Richtlinien des Netzbetreibers zu erfolgen. Besonders wird auf die Einhaltung der DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 hingewiesen.

5.3.5 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.

6 Technisches Netzmanagement

Das technische Netzmanagement hat neben der Sicherstellung der Netzstabilität und der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zum Ziel, die vom Transportkunden 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 GasNZV.

6.1 Grundsätzliche Regelungen

Zur ordnungsgemäßen Abwicklung der Transporte muss der Netzbetreiber Informationen über die zu transportierenden Mengen erhalten und transportrelevante Daten bzgl. Netzkopplungspunkten und Netz-

anschlusspunkten mit den jeweils vor- und nachgelagerten Netzbetreibern bzw. den Netzanschlussnutzern austauschen und abgleichen.

6.1.1 Nominierungsverfahren

Nominierungen dienen als Basis für die an einem Einspeise-, Ausspeise- bzw. Virtuellen Handlungspunkt sowie an marktgebiets- und grenzüberschreitenden Punkten in einem bestimmten Zeitraum zu allokalieren und ggf. zu steuernden Mengen, sofern an den genannten Punkten Nominierungen erforderlich sind. Der Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern ist zur Transportabwicklung, insbesondere zum Nominierungsabgleich, zur Netzsteuerung und zur Allokation notwendig. Falls keine gültigen Nominierungen vorliegen, trifft der Netzbetreiber geeignete Regelungen.

Folgende Nominierungstypen können eingesetzt werden:

- Längerfristige Nominierung (nach Vereinbarung)

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

- Wöchentliche Nominierung

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

- Tägliche Nominierung

Der Transportkunde meldet den Netzbetreibern grundsätzlich täglich die zu transportierenden Stundenmengen für den Folgetag an. Diese Anmeldung muss am Vortag bis 14:00 Uhr eintreffen. Liegt keine tägliche Nominierung vor, werden die Werte aus der letzten für den betreffenden Zeitraum gültigen wöchentlichen oder längerfristigen Nominierung übernommen, sofern diese vorliegen.

- 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.

Ein Beispiel hierfür ist die Bereitstellung von Online-Messwerten. Der Transportkunde sorgt dabei für die Bereitstellung von Online-Messwerten für den transportrelevanten Ausspeisepunkt.

Mit Hilfe dieser Online-Messwerte kann durch die Netzbetreiber eine Online-Steuerung angeboten werden. Voraussetzung für dieses Verfahren ist eine zyklische Online-Datenfernübertragung des Messwertes.

6.1.3 Regelungsbedarf zwischen Transportkunde und Netzbetreiber sowie zwischen Netzbetreibern untereinander

Zur Durchführung von Transporten werden zwischen Netzbetreibern und Transportkunden alle benötigten Informationen ausgetauscht. Darüber hinaus sind bei netzübergreifenden Transporten Regelungen zwischen den Netzbetreibern erforderlich. Art und Umfang der Informationen ergeben sich aus den gültigen Gesetzen, Verordnungen und Festlegungen sowie den darauf aufbauenden Branchenvereinbarungen.

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 ersten Transportes kann der Netzbetreiber einen Kommunikationstest mit dem Transportkunden bzw. mit dem von ihm Beauftragten fordern. 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 Abschnitt 6.1.1 bzw. 6.1.2 die zu transportierende Menge bei den Netzbetreibern.

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 notwendige Informationen fehlen.

6.2.3 Nominierungsabgleich (Matching)

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 abzuwickelnden Transporte müssen mittels Bilanzkreiscode oder Shipper-Code eindeutig Bilanzkreisen bzw. Shippern zugeordnet werden.

Die Netzbetreiber tauschen die Informationen über die zum Transport nominierten Mengen aus und vergleichen diese mit den ihnen vorliegenden Nominierungen je Bilanzkreiscode-Paar bzw. Shipper-Code-Paar für den gleichen Gültigkeitszeitraum. Bei Differenzen in den Nominierungen werden die 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, unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Abgleichs und der technischen Gegebenheiten des Netzes, werden Fahrpläne für mengengesteuerte Netze für den folgenden Zeitraum erstellt. Diese Fahrpläne dienen als Grundlage für die Mengensteuerung an den relevanten Ein- und Ausspeisepunkten.

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 ggf. 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 Differenzen zwischen der gemessenen stündlichen Gasmenge und der Summe der nominierten Gasmenge der gleichen Stunde werden in einem zu vereinbarenden Netzbetreibersteuerungskonto aufgenommen und wie vereinbart ausgeglichen.

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

6.2.5.2 Rationelle Zuordnung

Bei der ratiellen 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 bezüglich der Zuordnungsverfahren verständigen. Dabei kann, abweichend vom Grundsatz der Verwendung bestätigter Nominierungen, die Zuordnung der gemessenen Menge am Netzkpunkt auch auf Basis gemessener Mengen an Ausspeisepunkten für Letztverbraucher erfolgen. Messwertersatzverfahren, wie z. B. Standardlastprofile können hierbei berücksichtigt werden.

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

6.3 Bilanzkreismanagement

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

Die Bilanzkreisnetzbetreiber stellen nach dem Transport die Ein- und Ausspeisemengen gegenüber und machen den Bilanzkreisverantwortlichen ihrem aktuellen Informationsstand entsprechende Informationen über den Ausgleichsstatus verfügbar.

Einzelheiten ergeben sich aus den gültigen Festlegungen sowie den darauf aufbauenden Branchenvereinbarungen.

7 Datenmanagement

7.1 Allgemeines

Aus der durch EnWG, GasNZV sowie durch Festlegungen der Bundesnetzagentur vorgegebenen Standardisierung und Automatisierung von Geschäftsprozessen ergeben sich eine Vielzahl von monatlichen, täglichen oder untertäglichen Prozessen, die automatisiert und diskriminierungsfrei abgewickelt werden müssen. Zur Abwicklung der Prozesse sind von den Beteiligten alle Informationen zu übermitteln, die zur vollständigen Umsetzung der einzelnen Prozessschritte erforderlich sind. Für die Verarbeitung und den Austausch von Daten sind i. d. R. elektronische Nachrichten mit dem Datenformat UN/EDIFACT anzuwenden. Die für die jeweiligen Prozesse erforderlichen Nachrichtentypen werden durch die projektführende Organisation, BDEW, unter fachlicher Beteiligung des DVGW auf der Plattform EDI@Energy veröffentlicht.

Die Datenübertragung und die Fernüberwachung (z. B. Prozessdaten, Übertragungsweg, Übertragungssystem, etc.) müssen zwischen den beteiligten Marktpartnern vereinbart werden.

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 and Workflow Design“ nach ETSO/EIC-Schema zur Codierung der grenzüberschreitenden Netzkopplungspunkte genutzten Verfahrens codiert. Die eindeutige Bezeichnung (ETSO/EIC-Code) wird für Deutschland vom DVGW entsprechend dem folgenden Beispiel 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	Kennung Netzkopplung	Reserve	Bezeichnung	Kontrollzeichen/-summe
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Beispiel:				
<input type="text" value="3"/> <input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="Z"/>	<input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="3"/> <input type="text" value="4"/> <input type="text" value="5"/> <input type="text" value="6"/> <input type="text" value="7"/> <input type="text" value="A"/>	<input type="text" value="9"/>

Koordinierende Stelle 37 = DVGW (koordinierende Stelle für nationale Netzkopplungspunkte)
21 = EASEE-Gas Workgroup „Message and Workflow Design“ (koordinierende Stelle für grenzüberschreitende Netzkopplungspunkte)

Kennung Netzkopplung Z

Reserve (Beispiel: 0000)

Bezeichnung (Beispiel: 1234567A)

Kontrollzeichen/-summe (Beispiel: 9)

7.3 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.

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

Struktur der Zählpunktbezeichnung

Land	Netzbetreiber (6 Stellen)	Postleitzahl (5 Stellen)	Zählpunktnummer (20 Stellen alphanumerisch)

Beispiel:

D	E	7	0	0	5	6	2	6	6	8	0	2	A	O	6	G	5	6	M	1	1	S	N	5	1	G	2	1	M	2	4	S
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Land: Internationale Länderkennung (entspr. DIN EN ISO 3166-1)
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.

Anmerkung: Eine einmal vergebene Zählpunktbezeichnung wird nicht mehr verändert. Das gilt auch dann, wenn sich, z. B. im Zuge eines Unternehmenszusammenschlusses, ein anderer Netzbetreiber für den Betrieb des Netzes, in dem die Messstelle liegt, zuständig wird und sich damit die Netzbetreibernummer für das entsprechende Netz ändert.

Postleitzahl: 5-stellige Postleitzahl des zugeordneten Ortes

Zählpunktnummer: 20-stellige alphanumerische eindeutige Kennung der Messstelle

Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Bezeichnung in seinem Netzgebiet eindeutig ist. Für die Darstellung der 20-stelligen Netzbetreiber-Zählpunktnummer 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 Zählpunktnummer zu vergeben. Zählpunktbezeichnungen für virtuelle Messstellen werden ebenfalls von dem Netzbetreiber, der diese Messstelle definiert, vergeben. Bei Messstellen für zwei Fließrichtungen wird nur eine Zählpunktbezeichnung 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 und Weitergabe von Messdaten

Verantwortlich für die Messdatenerfassungs- und -registrierungs- und Weitergabegeräte sowie den Zugriff auf die Messdatenregistriereinrichtungen ist der Messstellenbetreiber. Die Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb sind im DVGW-Arbeitsblatt G 689 „Technische Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb Gas“ festgelegt. Ungeachtet dessen gilt, dass im geschäftlichen Verkehr Werte für das Volumen nur angegeben werden dürfen, wenn sie mit einem geeichten Messgerät bestimmt wurden bzw. Werte für die thermische Energie oder Leistung von Gasen, wenn sie mit einem geeichten Messgerät bestimmt oder nach anerkannten Regeln der Technik (DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“) ermittelt wurden (§ 25 Eichgesetz, § 10 Eichordnung).

Der Messdienstleister führt die Messdatenerhebung durch und liefert die Ergebnisse an die Berechtigten. Im DVGW-Arbeitsblatt G 687 „Technische Mindestanforderungen an die Gasmessung“ werden entspre-

chend MessZV §13 die personellen, wirtschaftlichen und technischen Mindestanforderungen an Messdienstleister beschrieben.

Im Verhältnis von Netzbetreibern untereinander gelten diese Regeln für die Erfassung und Weitergabe, Verarbeitung und Übermittlung von Energiedaten entsprechend.

8 Ermittlung des Netzpuffers

Der nachfolgende Abschnitt beschreibt die Komponenten des Netzpuffers und die Grundregeln zur Ermittlung der Netzpufferinhalte des Gasversorgungsnetzes aus technischer Sicht.

Die Bereitstellung des Netzpuffers liegt in der kommerziellen Entscheidung des jeweiligen Netzbetreibers. Die hierfür erforderlichen Abwicklungsprozesse und Kommunikationswege sind an anderer Stelle beschrieben und nicht Gegenstand dieses DVGW-Arbeitsblattes.

Zusätzlich zum Puffervolumen des Gasversorgungsnetzes können weitere Puffervolumina von eventuell vorhandenen Röhrenspeichern und/oder Kugelbehältern vorhanden sein. Die Beschreibung dieser Elemente ist ebenfalls nicht Gegenstand dieses DVGW-Arbeitsblattes.

8.1 Grundlagen zur Bestimmung des Netzpuffers

8.1.1 Allgemeines

8.1.1.1 Voraussetzungen

Durch den minimalen Einspeisedruck p_{ETV} ist der minimale Netzinhalt zur Sicherstellung der Transporte festgelegt. Eine gezielte Netzpuffernutzung setzt eine nutzbare Druckdifferenz zwischen tatsächlichem Einspeisedruck p_E und dem minimal erforderlichen Einspeisedruck p_{ETV} voraus. Hierzu sind mengengeteuerte Netzeinspeisungen erforderlich. Die Steuerung der Einspeisemengen erfolgt dabei in der Regel durch das Dispatching des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss an allen Ausspeisepunkten den jeweils minimal erforderlichen Druck p_{Amin} jederzeit gewährleisten.

8.1.1.2 Berechnungs-/Ermittlungsmethoden

Der Netzpuffer ergibt sich aus der Differenz zwischen dem ermittelten maximalen Netzinhalt und dem nicht nutzbaren Netzinhalt.

Die Bestimmung des Netzinhaltes kann durch verschiedene Methoden erfolgen. Das anzuwendende Verfahren ist von den zur Verfügung stehenden Messwerten und Ausgangsdaten sowie der Netzstruktur abhängig.

- Berechnung des Netzinhalts auf Basis gemessener Drücke an relevanten Ein- und Ausspeisepunkten (Ermittlung der fehlenden Drücke durch Interpolation). Hierbei muss das geometrische Volumen des Netzes bekannt sein.
- Berechnung des Netzinhalts mittels dynamischer Netzsimulation auf Basis gemessener Ein- und Ausspeiselasgänge und der Drücke an den Einspeisepunkten.

Der Netzpuffer kann auch durch Bilanzierung der Zu- und Abflüsse (Mengenmessung aller Ein- und Ausspeisestellen) ermittelt werden.

Für einen Rohrleitungsabschnitt sind die Berechnungsgrundlagen nachfolgend angegeben. Bei verzweigten Netzen sind die Rohrleitungsabschnitte entsprechend zu kombinieren. Bei komplex vermaschten Netzen ist der Einsatz von Netzsimulationsprogrammen erforderlich.

8.1.2 Bezeichnungen und Berechnungsformeln für unterschiedliche Netzinhalte

8.1.2.1 Netzinhalte

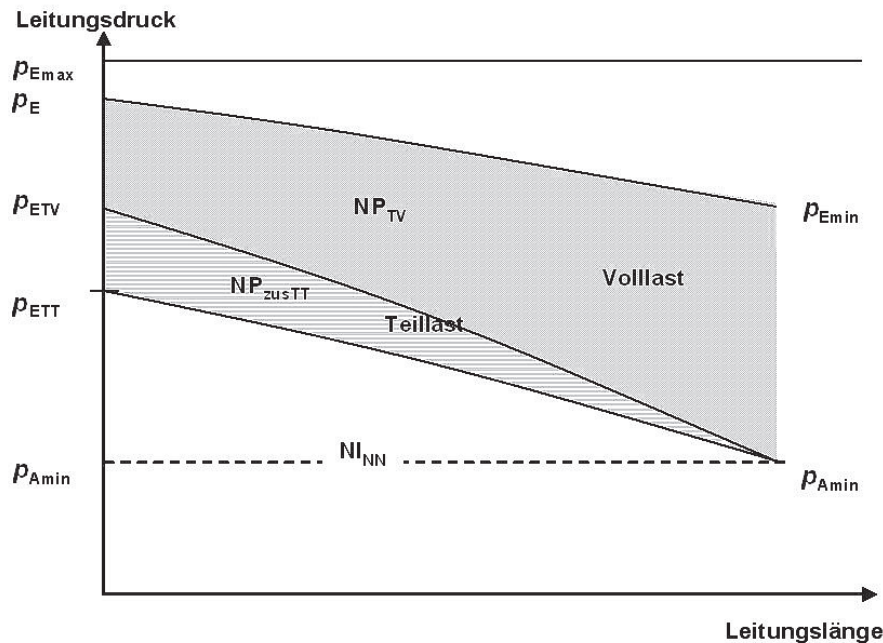


Bild 1 – Darstellung des Netzpuffers

$p_{E_{max}}$ = maximal zulässiger Betriebsdruck

p_{Amin} = minimal zulässiger Druck an den Ausspeisepunkten

p_{ETV} = minimal notwendiger Einspeisedruck zur Sicherung der gebuchten Transporte bei Volllast, so dass p_{Amin} nicht unterschritten wird

p_{ETT} = minimal notwendiger Einspeisedruck zur Sicherung der Transporte bei Teillast, so dass p_{Amin} nicht unterschritten wird

p_E = Einspeisedruck, ist bekannt bei historischen Berechnungen oder wird angenommen für Prognosen

p_{Emin} = Druck am Ausspeisepunkt beim Einspeisedruck p_E

NP_{TV} = Netzpuffer beim Einspeisedruck p_E und voller Transportleistung (Volllast)

NP_{zusTT} = zusätzlicher Netzpuffer beim Einspeisedruck p_E und Transport mit Teillast

Für einen beliebigen Ausspeisepunkt eines Netzes lässt sich nach den Ähnlichkeitsgesetzen der Strömungslehre für stationäre Strömung und gleichen Lastzustand der Ausspeisedruck errechnen zu:

$$p_{Emin}^2 = p_E^2 - (p_{ETT}^2 - p_{Amin}^2) \quad (11)$$

für den Einspeisedruck p_E statt eines Einspeisedruckes p_{ETT} .

Damit lassen sich die Netzinhalte unter Berücksichtigung der Gleichung (18) ermitteln:

NI_{NNV} = Nicht nutzbarer Netzinhalte bei Volllast mit $p_1 = p_{ETV}$ und $p_2 = p_{Amin}$

NI_{NNT} = Nicht nutzbarer Netzinhalte bei Teillast mit $p_1 = p_{ETT}$ und $p_2 = p_{Amin}$

NI_E = Netzinhalte bei Einspeisedruck p_E mit $p_1 = p_E$ und $p_2 = p_{Emin}$

8.1.3 Netzpuffer als Netzinhaltsdifferenz

Der maximale Netzpuffer lässt sich bei gleichem, stationärem Lastzustand ermitteln als Differenz eines Netzinhaltes mit einem prognostiziertem Einspeisedruck p_E und einem erforderlichen Einspeisedruck p_{ETT} bei Teillast zu:

$$NP_{TT} = NI_E - NI_{ETT} = V_{geo} \times \frac{450 \text{ bar}}{\rho_n} \times \frac{T_n}{T} \times \left(\frac{\frac{p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_E + p_{Emin}) - (p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2)}{\frac{p_{ETT}^2 + p_{ETT} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_{ETT} + p_{Amin}) - (p_{ETT}^2 + p_{ETT} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2)} \right) \quad (12)$$

Der Netzpuffer bei Transport mit Volllast lässt sich bei gleichem, stationärem Lastzustand ermitteln als Differenz eines Netzinhaltes mit einem prognostiziertem Einspeisedruck p_E und einem erforderlichen Einspeisedruck p_{ETV} bei Volllast zu:

$$NP_{TV} = NI_E - NI_{ETV} = V_{geo} \times \frac{450 \text{ bar}}{\rho_n} \times \frac{T_n}{T} \times \left(\frac{\frac{p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_E + p_{Emin}) - (p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2)}{\frac{p_{ETV}^2 + p_{ETV} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_{ETV} + p_{Amin}) - (p_{ETV}^2 + p_{ETV} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2)} \right) \quad (13)$$

8.1.4 Grundlagen zur Berechnung des Netzinhaltes einzelner Rohrleitungsabschnitte

8.1.4.1 Grundlegende Zusammenhänge

Der Netzinhalte ergibt sich aus dem **geometrischen Volumen** des mengengesteuerten Netzes und dem in der Leitung herrschenden **Druck**. Hierzu wird der Druck über die Länge der Rohrleitung integriert.

Unter Berücksichtigung der Kompressibilität und der Temperatur, ergibt sich für den Netzinhalte NI eines Rohrleitungsabschnittes mit konstantem Querschnitt folgende Formel:

$$NI = V_{geo} \times \frac{1}{\rho_n \times K_m} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{1}{l} \times \int_0^l p(x) dx \quad (14)$$

Die Ermittlung des geometrischen Volumens erfolgt über die Längenangaben und den Innendurchmesser eines Rohrleitungsabschnittes der Länge l .

$$V_{geo} = \frac{d_i^2 \times \pi}{4} \times l \quad (15)$$

Die Genauigkeit des zu ermittelnden geometrischen Volumens ist sehr stark von der Vollständigkeit und Richtigkeit der Dokumentation des Rohrnetzes (Planwerk) abhängig. Das geometrische Volumen ist mit

dem **tatsächlichen** Innendurchmesser d_i zu berechnen. Abhängig vom Rohrmaterial und der Wandstärke ergeben sich nicht zu vernachlässigende Unterschiede.

Für die Gastemperatur T wird die Temperatur des Erdbodens in 1 Meter Tiefe angenommen. Diese ist über ein Jahr betrachtet nicht konstant. Sie ist abhängig von der Jahreszeit und der geografischen Lage des Netzes in der Bundesrepublik Deutschland. Aus DIN 4710 ist ersichtlich, dass die Bodentemperaturdifferenz zwischen Sommer und Winter bis zu 10 K betragen kann. Es empfiehlt sich, die zur Berechnung verwendete Gastemperatur monatlich festzulegen.

8.1.4.2 Ermittlung des Druckes in einer Rohrleitung

Je weiter sich das Gas von der Einspeisestelle fortbewegt, desto geringer wird infolge der auftretenden Druckverluste der Druck. Beim Transport von Gasen in Rohrleitungen ergibt sich bei laminarer Strömung ein parabolischer Druckverlauf.

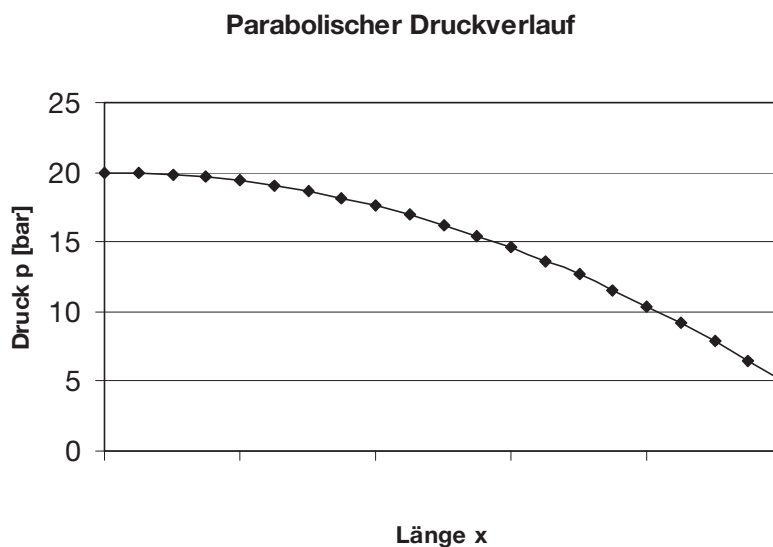


Bild 2 – Parabolischer Druckverlauf in einem durchströmten Rohr

Der integrierte Mittelwert des absoluten Druckes p_m kann wie folgt berechnet werden:

$$p_m = \frac{2}{3} \times \frac{(p_1^3 - p_2^3)}{(p_1^2 - p_2^2)} \quad (16)$$

Mit diesem integrierten Mittelwert des absoluten Druckes p_m kann die Berechnung der mittleren Kompressibilitätzahl K_m nach GERG 88 oder näherungsweise mit der Formel

$$K_m \approx 1 - \frac{p_m}{450 \text{ bar}} \quad (17)$$

erfolgen. Die Näherungsformel in Gleichung (17) gilt für Gase in erdverlegten Leitungen bei ca. 12 °C und bis zu etwa 70 bar.

8.1.4.3 Netzinhalt im stationären Strömungszustand

Allgemein gilt für den Netzinhalt im stationären Strömungszustand:

$$NI = V_{\text{geo}} \times \frac{1}{p_n} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{p_m}{K_m} \quad (18)$$

Mit Einsetzen der Gleichungen (16) und (17) erhält man:

$$NI = V_{\text{geo}} \times \frac{1}{\rho_n} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{p_m}{1 - \frac{p_m}{450 \text{ bar}}} = V_{\text{geo}} \times \frac{450 \text{ bar}}{\rho_n} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{p_1^2 + p_1 \times p_2 + p_2^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_1 + p_2) - (p_1^2 + p_1 \times p_2 + p_2^2)}$$

(19)

8.1.5 Praktische Hinweise

8.1.5.1 Druckmessorte

Für die Erstellung eines Berechnungsmodells ist die Verteilung der Druckmessaufnehmer im Netz entscheidend. Druckmessstellen sollten an repräsentativen Punkten des Netzes eingerichtet werden. Solche Punkte sind immer die Anfangspunkte (Einspeisepunkte) und die Endpunkte von atmenden Netzen. In größeren Netzen sollte zusätzlich an wichtigen Abnahmepunkten der Druck gemessen werden. Bei der Berechnung mit gemessenen Drücken wird das dynamische Verhalten des Netzes berücksichtigt.

Fehlende Drücke können auch unter Berücksichtigung gemessener Volumenströme bzw. durch Interpolation nach den Berechnungsgrundlagen beschrieben werden.

8.1.5.2 Genauigkeit

Die Berechnungsverfahren und die dabei eingesetzten technischen Einrichtungen sollen mindestens den Anforderungen einer Betriebsmessung genügen. Sofern aus betrieblichen Gründen eine größere Genauigkeit erforderlich sein sollte, so können zwischen den betroffenen Netzbetreibern engere Toleranzgrenzen vereinbart werden. Die Toleranzgrenzen sind möglichst klein zu halten.

Die Kontrolle und ggf. die Nachkalibrierung der Druckmessenrichtungen sind in regelmäßigen Abständen nach Bedarf durchzuführen und nachvollziehbar zu dokumentieren. Das Zeitintervall muss aufgrund von Erfahrungswerten bestimmt werden.

Das Berechnungsergebnis der Netzpufferinhalte ist wesentlich von der Genauigkeit und Geeignetheit der Eingangsgrößen abhängig. Hier werden beispielhaft, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, einige nützliche Hinweise gegeben, die bei der Berechnung besonders beachtet werden sollten.

- Druckermittlung:
 - Druckaufnehmer an geeigneten, repräsentativen Stellen einbauen
 - Messleitung so kurz wie möglich wählen
 - Genauigkeitsklasse beachten
 - Messbereich angepasst wählen
 - Auflösung der A/D-Wandler für die Messwertübertragung beachten
 - geodätische Höhe (Absolutdruck und Überdruck!) beachten

- Volumenermittlung:
 - genaue Dokumentation aus GIS bzw. Rohrbuch
 - Innendurchmesser muss nicht gleich DN-Angabe sein
 - Leitungsabschnitte wählen (auf Durchmesseränderungen z. B. aufgrund von Umliegungen etc. achten)

- Berechnung:
 - Wahl des Berechnungsverfahrens, Näherungen
 - Einfluss der Gastemperatur
 - Rohrrauigkeit
 - Durchflussänderungen/Druckstoß
 - verwendete Druckwerte (integrierter Stundenmittelwert, Stundenendwert ...)

8.2 Analyse historischer Ergebnisse, Prognose und Nutzbarmachung

Für die Betrachtung der Leistungsfähigkeit des vorhandenen Netzpuffers sollten folgende Werte für mindestens ein Gaswirtschaftsjahr analysiert werden:

- historische stündliche Ein- und Auspufferleistungen
- historische kumulierte Netzpufferfüllstände

jeweils in Abhängigkeit von den Vordrücken, Temperaturen und Stundenleistungen an den leistungsrelevanten Netzkopplungspunkt.

Diese Werte sollen dazu dienen, Anhaltswerte zu liefern, in welchen Größenordnungen der Netzpuffer in der Zukunft voraussichtlich zur Verfügung gestellt werden kann.

Ziel ist die Ableitung einer Funktion (Kurve, Matrix) aus der bei der jeweiligen Tagesmitteltemperatur die zur Verfügung stehenden Netzpufferwerte

- maximale Einpufferungsleistung, maximale Auspufferungsleistung
- maximale Tagesmenge – die maximale Menge, die für einen Tagesausgleich zur Verfügung steht
- maximale Wochenmenge – die maximale Menge, die für einen Wochenausgleich zur Verfügung steht

abgelesen werden können.

Bei Netzpuffern mit variablem Vordruck ist der verfügbare Netzpuffer jeweils mit einer Vordruckvorhersage zu prognostizieren.

Dabei sind bei den verschiedenen Tagesmitteltemperaturen die jeweilige Transportaufgabe, der jeweilige Tagestyp und die Stundenregression gesondert zu berücksichtigen.

8.2.1 Analyse der historischen Fahrweise für die langfristige Abschätzung

Da die Ausspeisemengen in den meisten Gasnetzen nicht an allen Ausspeisepunkten gemessen werden, können sie nur über eine theoretische Betrachtung errechnet werden:

Stündliche Ausspeisung = gemessene Stundenmengen am Netzkopplungspunkt
+ errechnete stündliche Veränderung des Netzpuffervolumens

Diese Betrachtung gibt Aufschluss darüber, ob und in welchem Umfang der Netzpuffer die Glättung der innerhalb eines Gastages aufgetretenen Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten ermöglicht hätte.

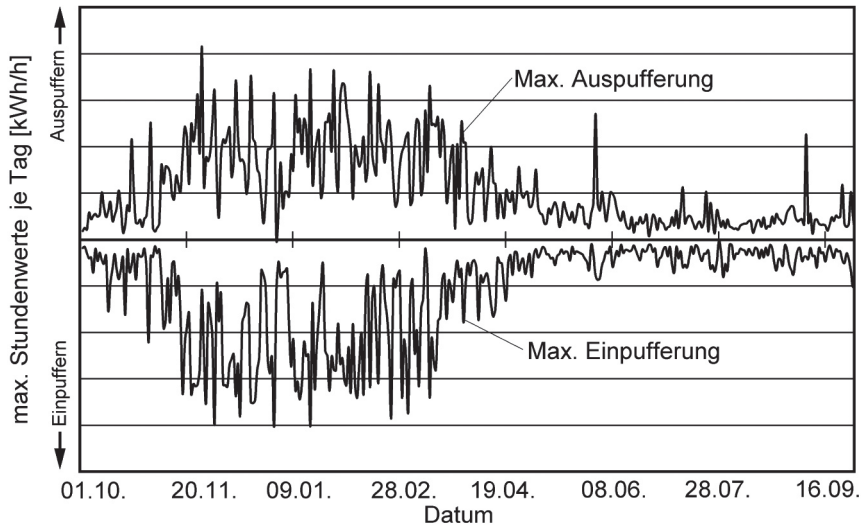


Bild 3 – Beispiel für eine historische Aufzeichnung der täglichen Fahrweise eines Netzpuffers – auf den Tageswert kumulierte Stundenwerte der Ein- und Auspuffung

8.2.2 Ein- und Auspufferungsleistung des Netzpuffers

Die maximale Einpufferungsleistung und die maximale Auspufferungsleistung eines Netzpuffers ergeben sich aus den historischen Daten oder werden über eine Modellrechnung bestimmt. Der Zusammenhang zwischen der ermittelten Ein- und Auspufferungsleistung zu den jeweiligen Vollbenutzungsstunden kann durch die nachfolgenden Gleichungen bestimmt werden:

- Einpufferungsleistung:

$$N_{LE} = \frac{NP_{ges}}{24} \times B_{hE} \quad (20)$$

- Auspufferungsleistung:

$$N_{LA} = \frac{NP_{ges}}{24} \times B_{hA} \quad (21)$$

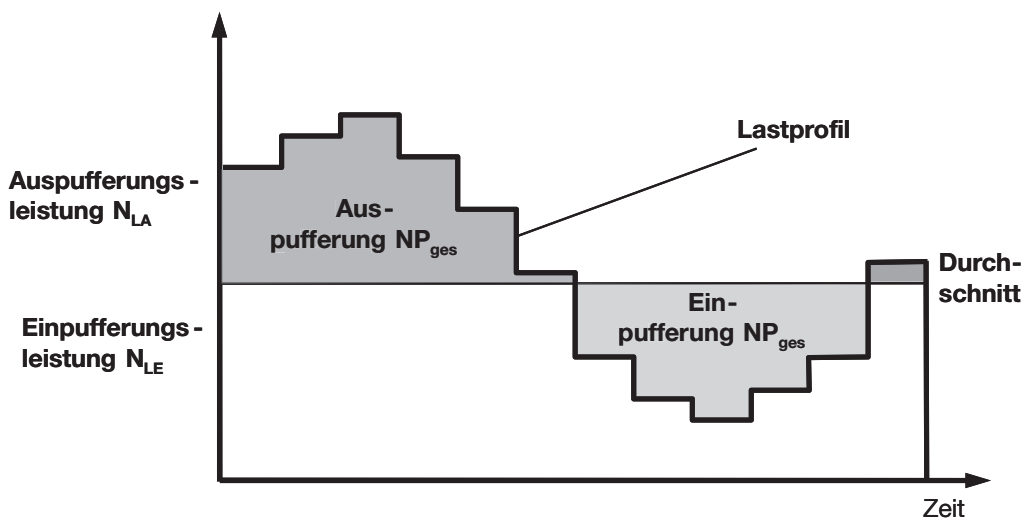


Bild 4 – Lastgang der Ein- und Auspufferung

Die Darstellung zeigt die Umrechnung der Ein- und Auspufferungsleistung in Vollbenutzungsstunden des Speichers, d. h. das gesamte Netzpuffervolumen wird durch die maximale Ein- bzw. Auspufferungsleistung dividiert.

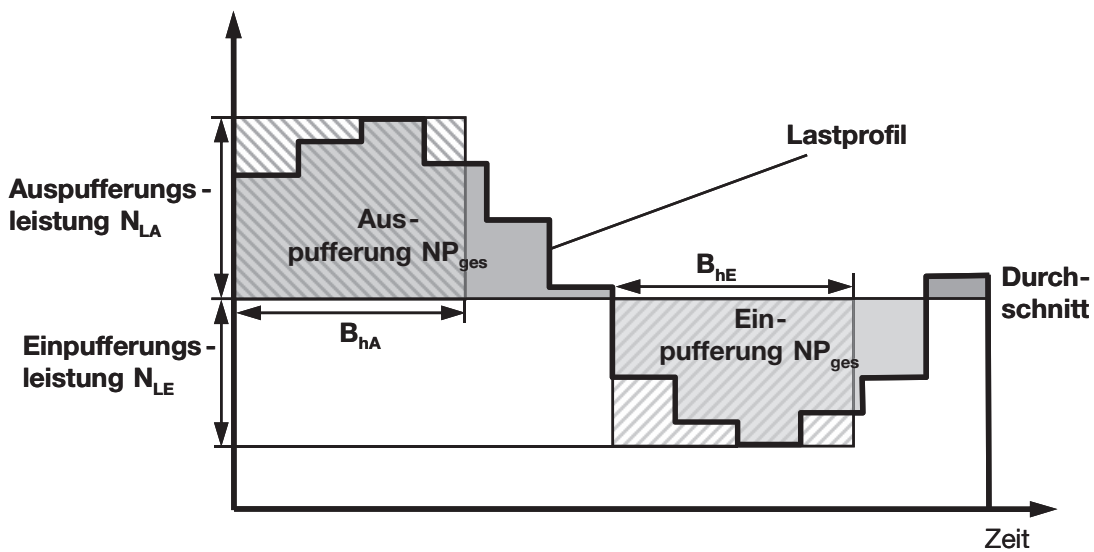


Bild 5 – Zusammenhang zwischen Ein- und Auspufferungsleistung und Vollbenutzungsstunden

Technische Restriktionen, wie z. B. maximale Anzahl von Lastwechseln, maximaler Durchfluss usw. sind dabei ebenfalls zu berücksichtigen. Die Angabe erfolgt wahlweise in m^3/h bzw. in Vollbenutzungsstunden (B_{hE} für die Einpufferung in den Puffer und B_{hA} für die Auspufferung aus dem Puffer) des Puffers.

Netzpuffer, die historisch nicht nur über den Tag geglättet haben, sondern zum Teil über mehrere Tage hinweg oder über eine ganze Woche, müssen gesondert betrachtet werden. Hier ist die Tagesglättung auf mehrere Tage zu erweitern.

8.2.3 Ermittlung von Prognosewerten

Für die tägliche Prognose des Netzpuffers muss die Ausspeisung an den Ausspeisepunkten prognostiziert werden.

Die vorgelagerten Netzbetreiber sollten ihren nachgelagerten Netzbetreibern insbesondere bei stark im Druck schwankenden Netzkopplungspunkten soweit nötig den erwarteten über dem Mindestvordruck p_{ETV} liegenden Druck mitteilen.

Der Netzbetreiber errechnet auf Basis seines geplanten Ausspeiselastgangs einen möglichst geglätteten Einspeiselastgang. Anhand dieses Lastgangs am Netzkopplungspunkt und des erwarteten Vordrucks wird der Netzpuffer für den nächsten Tag prognostiziert.

9 Formelzeichen

Lateinische Symbole

A_D	[m ²]	Querschnittsfläche der Drosselstelle
B_h	[h]	Vollbenutzungsstunden
B_{hA}	[h]	Vollbenutzungsstunden Ausspeisung
B_{hE}	[h]	Vollbenutzungsstunden Einspeisung
d	[mm]	Durchmesser des Rohres
d_i	[mm]	Innendurchmesser des Rohres
g	[m/s ²]	Erdbeschleunigung
h_1	[m]	Geodätische Höhenlage am Anfang der betrachteten Leitung
h_2	[m]	Geodätische Höhenlage am Ende der betrachteten Leitung
K	[-]	Kompressibilitätszahl
K_m	[-]	Mittlere Kompressibilitätszahl
L	[m]	Länge des Rohres
l	[m]	Länge eines Teilabschnitts
\dot{m}	[kg/s]	Massenstrom
N_{LA}	[kWh/h]	Ausspeiseleistung
N_{LE}	[kWh/h]	Einspeiseleistung
NI	[m ³]	Netzinhalt
NI_{NN}	[m ³]	Nicht nutzbarer Netzinhalt
NI_{NNT}	[m ³]	Nicht nutzbarer Netzinhalt bei Teillast
NP	[m ³]	Netzpuffer
NP_{TV}	[m ³]	Netzpuffer bei Transport mit Volllast
NP_{TT}	[m ³]	Netzpuffer bei Transport mit Teillast
p	[bar]	Druck im Rohrnetz
p_1	[bar]	Absolutdruck am Anfang der betrachteten Leitung

p_2	[bar]	Absolutdruck am Ende der betrachteten Leitung
p_A	[bar]	Ausspeisedruck, Druck am Ausspeisepunkt
p_{Amin}	[bar]	minimaler Druck am Ausspeisepunkt
p_E	[bar]	Einspeisedruck, Druck am Einspeisepunkt
p_{ETT}	[bar]	minimal notwendiger Druck am Einspeisepunkt zur Sicherung der Transporte bei Teillast
p_{ETV}	[bar]	minimal notwendiger Druck am Einspeisepunkt zur Sicherung der Transporte
p_m	[bar]	über einen Rohrleitungsabschnitt integrierter Mittelwert des Drucks
p_n	[bar]	Druck des Gases im Normzustand
P_{Gas}	[kW]	zur Verdichtung des strömenden Gases notwendige Leistung
P_K	[kW]	Kupplungsleistung
Q_n	[m ³ /h]	Volumenstrom des Gases im Normzustand
R_s	[kJ/kg K]	Spezielle Gaskonstante
T	[K]	Gastemperatur
T_n	[K]	Temperatur des Gases im Normzustand
V_{geo}	[m ³]	Geometrisches Volumen des Gasnetzes
x	[m]	Längenkoordinate entlang des Rohres
Z	[-]	Realgasfaktor

Griechische Symbole

λ	[-]	Rohrreibungszahl
ρ_{Gas}	[kg/m ³]	Dichte des Gases
ρ_{Luft}	[kg/m ³]	Dichte der Luft
ρ_n	[kg/m ³]	Dichte des Gases im Normzustand
χ	[-]	Isentropenexponent
η_s	[-]	isentropen Wirkungsgrad
η_m	[-]	mechanischer Wirkungsgrad

Zusammengesetzte Symbole

Δp_h	[bar]	Druckänderung durch den Auftrieb
Δh_i	[kJ/kg]	Enthalpieänderung bei realer Zustandsänderung
Δh_s	[kJ/kg]	Enthalpieänderung bei isentroper Zustandsänderung

Literaturhinweise

Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) – Anlage zu dem Beschluss BK7-06-067 der Bundesnetzagentur vom 20. August 2007

Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) – Anlage 2 zum Beschluss BK7-08-002 der Bundesnetzagentur vom 28. Mai 2008

Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen – Änderungsfassung vom 29. Juli 2008 (KOV III)

Leitfaden BDEW/VKU/GEODE: „Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas“

BDEW-Leitfaden „Be- und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Gas“

BDEW Energie-Info Nr. 27/2008: *Kommunikationsrichtlinie Regelungen zur Adressierung*, Stand: 2.0 (01.04.2008)

