

Technische Regel – Arbeitsblatt
DVGW G 2000 (A) | Dezember 2011



Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität
und Anschluss an Gasversorgungsnetze

Der DVGW Deutscher Verein 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: 8

© DVGW, Bonn, Dezember 2011

DVGW Deutscher Verein 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: +49 228 9191-40 · Telefax: +49 228 9191-499
E-Mail: info@wvgw.de · Internet: www.wvgw.de
Art. Nr.: 308514

Inhalt

Vorwort	5
1 Anwendungsbereich	6
2 Normative Verweisungen	6
3 Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen	9
4 Beschreibung von Netztypen und Netzelementen	13
4.1 Netztypen	13
4.1.1 Druckgeregelter Netze	13
4.1.2 Mengengesteuerte Netze.....	13
4.2 Netzelemente und deren Transportkapazitäten	13
4.2.1 Rohrleitungen und Formstücke	14
4.2.2 Verdichteranlagen.....	14
4.2.3 Druckregelanlagen.....	15
4.2.4 Messanlagen	15
4.2.5 Gasodorierung.....	16
4.2.6 Gasdeodorierung.....	16
4.2.7 Anlagen zur Konditionierung und Aufbereitung von Gas	16
5 Ermittlung des Netzpuffers	16
5.1 Grundlagen zur Bestimmung des Netzpuffers.....	16
5.1.1 Allgemeines.....	16
5.1.1.1 Voraussetzungen	16
5.1.1.2 Berechnungs-/Ermittlungsmethoden	16
5.1.2 Bezeichnungen und Berechnungsformeln für unterschiedliche Netzinhalte	17
5.1.2.1 Netzinhalte	17
5.1.3 Netzpuffer als Netzinhaltsdifferenz	18
5.1.4 Grundlagen zur Berechnung des Netzinhaltes einzelner Rohrleitungsabschnitte	19
5.1.4.1 Grundlegende Zusammenhänge.....	19
5.1.4.2 Ermittlung des Druckes in einer Rohrleitung	19
5.1.4.3 Netzinhalt im stationären Strömungszustand.....	20
5.1.5 Praktische Hinweise	20
5.1.5.1 Druckmessorte	20
5.1.5.2 Genauigkeit	20

5.2	Analyse historischer Ergebnisse, Prognose und Nutzbarmachung.....	21
5.2.1	Analyse der historischen Fahrweise für die langfristige Abschätzung	22
5.2.2	Ein- und Auspufferungsleistung des Netzpuffers	22
5.2.3	Ermittlung von Prognosewerten.....	24
6	Technische Anforderungen an Netzanschlüsse und Netzbetrieb.....	24
6.1	Netzanschlüsse	24
6.1.1	Allgemeine Anforderungen.....	24
6.1.2	Anschluss von Gasversorgungsnetzen	25
6.1.3	Netzanschluss von Speichieranlagen und LNG-Anlagen	25
6.1.4	Netzanschluss von Letztverbrauchern	26
6.1.5	Netzanschluss von Produktionsanlagen für die Erzeugung von Gasen nach DVGW G 260 (A) ...	26
6.2	Netzbetrieb.....	27
6.2.1	Planung des Netzbetriebes.....	27
6.2.2	Durchführung des Netzbetriebes	27
6.2.2.1	Normalbetrieb.....	27
6.2.2.2	Eingeschränkter Betrieb	27
6.2.2.3	Gestörter Betrieb.....	27
7	Technisches Netzmanagement	28
7.1	Grundsätzliche Regelungen	28
7.1.1	Nominierung.....	28
7.1.2	Netzlastprognosen	28
7.2	Abwicklung von Transporten.....	28
7.2.1	Erreichbarkeit und Kommunikationstest	28
7.2.2	Nominierung und Nominierungsabgleich (Matching).....	29
7.2.3	Netzsteuerung	29
7.2.4	Mengenzuordnung (Allokation)	29
8	Datenmanagement	29
8.1	Allgemeines.....	29
8.2	Eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte.....	30
8.3	Zählpunktbezeichnung	31
8.4	Zeitbasis und Abrechnungsperioden	32
8.5	Verfahren zur Prognose von Brennwerten	32
8.5.1	Vorvormonats-Verfahren	32
8.5.2	12-Monatsmittel-Verfahren	32
8.5.3	72-Monatsmittel-Verfahren	32
8.5.4	Saisonales-Verfahren.....	32
8.5.5	Tägliches-Verfahren (Stündliches-Verfahren)	32
8.6	Erfassung und Weitergabe von Messdaten	33
9	Formelzeichen	33
	Literaturhinweise.....	36

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 2000:2009-07 vorgenommen:

- a) Neugliederung der inhaltlichen Struktur
- b) Überarbeitung und Anpassung des Abschnitts 2 „Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen“ an die Vorgaben des geänderten energierechtlichen Rahmens
- c) vollständige Überarbeitung des Abschnitts 6 „Technische Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschlüsse und Anlagen“ und des Abschnitts 7 „Technisches Netzmanagement“ wegen der Veröffentlichung der „Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“ und deren korrespondierenden Leitfäden zum 01. Juli 2011
- d) Einführung und Beschreibung von Prognoseverfahren von Brennwerten (vgl. Abschnitt 8.5)
- e) redaktionelle Überarbeitung des gesamten Dokumentes

Frühere Ausgaben

DVGW G 2000 (A): 2009-07

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 Gasnetzzugangsverordnung (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,
- eine Durchführung der Gastransporte zwischen den Netzbetreibern und ihren Transportkunden sowie zwischen den Netzbetreibern untereinander und
- die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern untereinander und anderen Marktpartnern.

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

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Anwender dieses Teils des DVGW-Regelwerkes werden jedoch gebeten, die jeweils neuesten Ausgaben der nachfolgend angegebenen normativen Dokumente anzuwenden. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen). Aufgeführte DIN-Normen können Bestandteil des DVGW-Regelwerkes sein.

DVGW-Regelwerk

A = Arbeitsblatt, M = Merkblatt, 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 290 (M), *Rückspeisung von eingespeistem Biogas bzw. Erdgas in vorgelagerte Transportleitungen*

DVGW G 459-1 (A), *Gas-Hausanschlüsse für Betriebsdrücke bis 4 bar – Planung und Errichtung*

DVGW G 459-2 (A), *Gas-Druckregelung mit Eingangsdrücken bis 5 bar in Anschlussleitungen*

DVGW G 462-1 (A), *Errichtung von Gasleitungen bis 4 bar Betriebsdruck aus Stahlrohren*

DVGW G 462-2 (A), *Gasleitungen aus Stahlrohren von 4 bar bis 16 bar Betriebsdruck – Errichtung*

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

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

DVGW G 465-2 (A), *Gasleitungen mit einem Betriebsdruck bis 5 bar – Instandsetzung*

DVGW G 465-3 (A), *Beurteilen von Leckstellen an erdverlegten und freiliegenden Gasleitungen in Gasrohrnetzen*

DVGW G 465-4 (A), *Gasspür- und Gaskonzentrationsmessgeräte für die Überprüfung von Gasanlagen*

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 Regel 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 G 1020 (A), *Qualitätssicherung für Planung, Erstellung, Änderung, Instandhaltung und Betrieb von Gasinstallationen*

DVGW GW 1200 (A), *Grundsätze und Organisation des Bereitschaftsdienstes 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*

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 raumluftechnischen Anlagen in Deutschland*

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

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

ISO-Normen

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

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*

Gesetze, Richtlinien, Verordnungen

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)

Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz)

Gesetz über die Zeitbestimmung (Zeitgesetz – ZeitG)

Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates – Gasversorgungssicherheitsverordnung (Gas SoS VO)

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)

3 Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen

Allokation

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

Auspufferungsleistung N_{LA}

Nutzbarer Gasvolumenstrom (Leistung) bei der Ausspeisung aus dem Netzpuffer, angegeben in m^3/h im Normzustand. Die Angabe im Bilanzkreismanagement erfolgt in kWh/h

Ausspeisepunkt

Ein Punkt, an dem Gas dem Netz entnommen wird

Ausspeisezone

Zusammenfassung mehrerer Netzkopplungspunkte

Bilanzierungsbrennwert

Der Bilanzierungsbrennwert stellt eine Prognose eines Abrechnungsbrennwertes dar und wird für die Abwicklung des Bilanzkreismanagements benötigt.

Biogas

Gas aus regenerativen Quellen

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 dem Netz übergeben wird

Gasbeschaffenheit

Beschaffenheit eines Gases, welche durch die chemischen und physikalischen Eigenschaften sowie brenntechnischen Kenngrößen bestimmt wird. 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

Natürliche oder juristische Personen, die Gas für den eigenen Verbrauch entnehmen

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

Verantwortlich gemäß MessZV für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen

Messdienstleister

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

Messstellenbetrieb

Der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen

Messung

Die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die technische Plausibilisierung der Messdaten sowie Weitergabe der Daten an die Berechtigten

Messdatenregistriereinrichtung

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

Netz

Siehe Gasversorgungsnetz

Netzanschluss

Ein Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz mit den technischen Einrichtungen des Anschlussnehmers (u. a. Speicherbetreiber, Letztverbraucher, Netzbetreiber)

Netzbetreiber

Betreiber von Gasversorgungsnetzen gemäß EnWG

Netzbetreibernummer

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

Netzkopplungspunkt

Verbindet nationale oder internationale Gasversorgungsnetze miteinander

Netzinhalt *N*

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. Ausspeisepunkten innerhalb eines 24-Stunden- bzw. eines längeren Intervalls.

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 Ein- bzw. Ausspeisepunkte

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).

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

Transportkapazität

Physikalisches Vermögen eines oder mehrerer strömungsmechanisch verbundener Netzelemente, Gasvolumina pro Zeiteinheit fortzuleiten zu können

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 Druckgeregelter Netze

Druckgeregelter 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 unten aufgeführte 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 strömungsmechanisch verbundener Netzelemente, Gasvolumina pro Stunde fortzuleiten zu können. Dieses Vermögen ist bei Transporten zwischen Ein- und Auspeisepunkten im Wesentlichen durch die Leitungs- bzw. Netztopographie, die verwendeten Netzelemente sowie die entsprechenden Randbedingungen wie beispielsweise dem Vorhandensein weiterer Ein- und/oder Auspeisepunkte, der dazugehörigen Mengen, 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 gilt 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:

$$Q_n = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(\rho_1^2 - \rho_2^2) \times T_n}{\rho_n \times \rho_n \times K \times T} \times \frac{d_i^5}{\lambda \times L}} \quad (1)^1$$

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 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:

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

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

$$Q_n = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(\rho_1^2 - e^\xi \rho_2^2) \times T_n}{\rho_n \times \rho_n \times K \times T} \times \frac{d_i^5}{\lambda \times L} \times \frac{\xi}{e^\xi - 1}} \quad (3)$$

mit

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

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 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

¹ Alle weiter verwendeten Formelzeichen werden gesondert in Abschnitt 9 erläutert.

$$\eta_s = \frac{\Delta h_s}{\Delta h_1} \quad (6)$$

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 Absperr-einrichtungen). 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 Gasdeodorierung

Eine Deodorierung von Erdgas kann im Falle der Rückeinspeisung in Transportnetze oder der Einspeicherung in Gasspeicher erforderlich werden. Die konkrete Ausgestaltung der technischen Anlage ist zwischen den Infrastrukturbetreibern unter Beachtung der in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Rechtsvorschriften sowie nach den einschlägigen technischen Regeln des DVGW, insbesondere dem DVGW-Merkblatt G 290, abzustimmen.

4.2.7 Anlagen zur Konditionierung und Aufbereitung von Gas

Konditionierungs- und Aufbereitungsanlagen dienen der Anpassung von Gasbeschaffenheiten (siehe hierzu DVGW-Arbeitsblatt G 213). Sie bestehen aus Anlagenbestandteilen, in denen Gasströme unterschiedlicher Beschaffenheit kontrolliert gemischt oder aufbereitet 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 bzw. aufbereitete 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 Ermittlung des Netzpuffers

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

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

5.1 Grundlagen zur Bestimmung des Netzpuffers

5.1.1 Allgemeines

5.1.1.1 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 mengen-gesteuerte 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.

5.1.1.2 Berechnungs-/Ermittlungsmethoden

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

Die Bestimmung des Netzinhalts 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 Ausspeiselastgänge und der Drücke an den Einspeisepunkten.

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

5.1.2 Bezeichnungen und Berechnungsformeln für unterschiedliche Netzinhalte

5.1.2.1 Netzinhalte

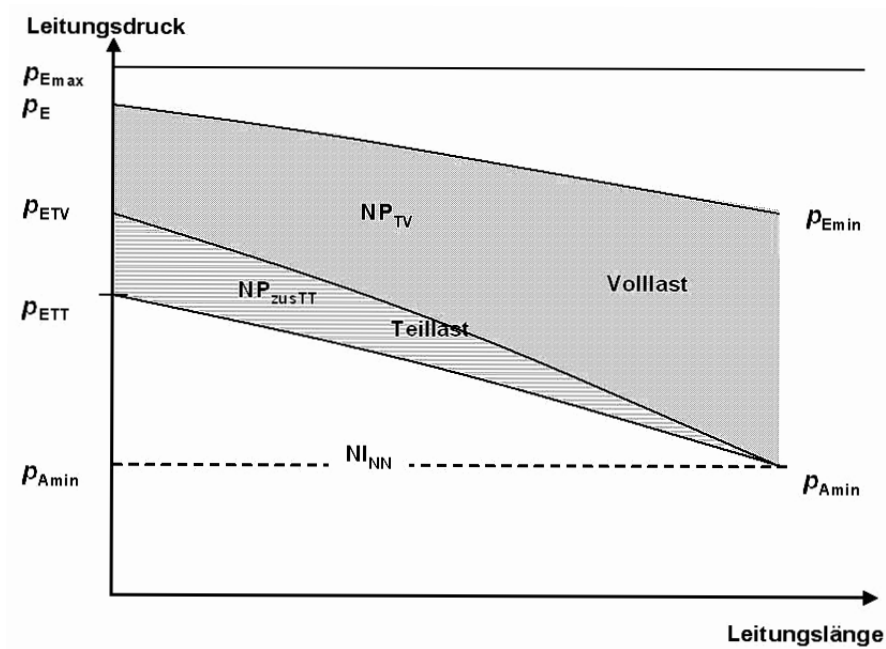


Bild 1 – Darstellung des Netzpuffers

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

$p_{A_{min}}$ = minimal zulässiger Druck an den Ausspeisepunkten

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

p_{ETT} = minimal notwendiger Einspeisedruck zur Sicherung der Transporte bei Teillast, so dass $p_{A_{min}}$ 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:

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

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 $p_2 = p_{Emin}$

5.1.3 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:

$$NP_{TT} = NI_E - NI_{ETT} =$$

$$V_{geo} \times \frac{450 \text{ bar}}{p_n} \times \frac{T_n}{T} \times \left(\frac{\frac{p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_E + p_{Emin}) - (p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2)} - \frac{p_{ETT}^2 + p_{ETT} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_{ETT} + p_{Amin}) - (p_{ETT}^2 + p_{ETT} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2)}} \right) \quad (12)$$

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:

$$NP_{TV} = NI_E - NI_{ETV} =$$

$$V_{geo} \times \frac{450 \text{ bar}}{p_n} \times \frac{T_n}{T} \times \left(\frac{\frac{p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_E + p_{Emin}) - (p_E^2 + p_E \times p_{Emin} + p_{Emin}^2)} - \frac{p_{ETV}^2 + p_{ETV} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_{ETV} + p_{Amin}) - (p_{ETV}^2 + p_{ETV} \times p_{Amin} + p_{Amin}^2)}} \right) \quad (13)$$

5.1.4 Grundlagen zur Berechnung des Netzinhaltes einzelner Rohrleitungsabschnitte

5.1.4.1 Grundlegende Zusammenhänge

Der Netzinhalt 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 Netzinhalt Nl eines Rohrleitungsabschnitts mit konstantem Querschnitt folgende Formel:

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

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

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

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. Falls die Innendurchmesser für die Leitungsabschnitte nicht bekannt sind und nicht mit vertretbarem Aufwand ermittelt werden können, kann ersatzweise die Nennweite für die Berechnungen verwendet werden.

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.

5.1.4.2 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.

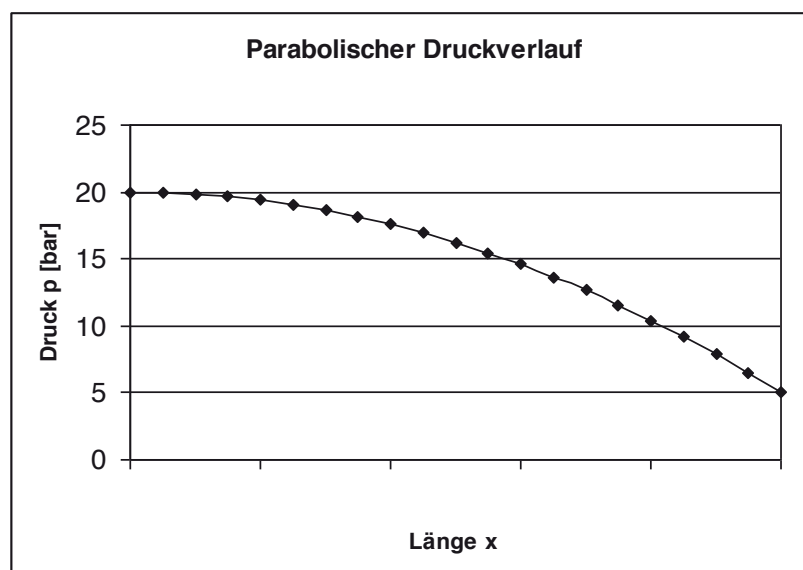


Bild 2 – Parabolischer Druckverlauf in einem durchströmten Rohr

Der integrierte Mittelwert des absoluten Druckes p_m wird folgendermaßen berechnet:

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

Mit diesem integrierten Mittelwert des absoluten Drucks 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.

5.1.4.3 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:

$$NI = V_{\text{geo}} \times \frac{1}{p_n} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{p_m}{1 - \frac{p_m}{450 \text{ bar}}} = V_{\text{geo}} \times \frac{450 \text{ bar}}{p_n} \times \frac{T_n}{T} \times \frac{p_1^2 + p_1 \times p_2 + p_2^2}{\frac{3}{2} \times 450 \text{ bar} \times (p_1 + p_2) - (p_1^2 + p_1 \times p_2 + p_2^2)} \quad (19)$$

5.1.5 Praktische Hinweise

5.1.5.1 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.

5.1.5.2 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 des Druckmessgerätes 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 ...)

5.2 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 Einspeisedrücken, Temperaturen und Stundenleistungen an den leistungsrelevanten Netzkopplungspunkten.

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 max. Menge, die für einen Tagesausgleich zur Verfügung steht
- maximale Wochenmenge – die max. Menge, die für einen Wochenausgleich zur Verfügung steht

abgelesen werden können.

Bei Netzpuffern mit variablem Einspeisedruck ist der verfügbare Netzpuffer jeweils mit einer Prognose auf den Einspeisedruck zu ermitteln.

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

5.2.1 Analyse der historischen Fahrweise für die langfristige Abschätzung

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

$$\begin{aligned} \text{Stündliche Ausspeisung} &= \text{gemessene Stundenmengen am Netzkopplungspunkt} \\ &+ \text{errechnete stündliche Veränderung des Netzpuffervolumens} \end{aligned}$$

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.

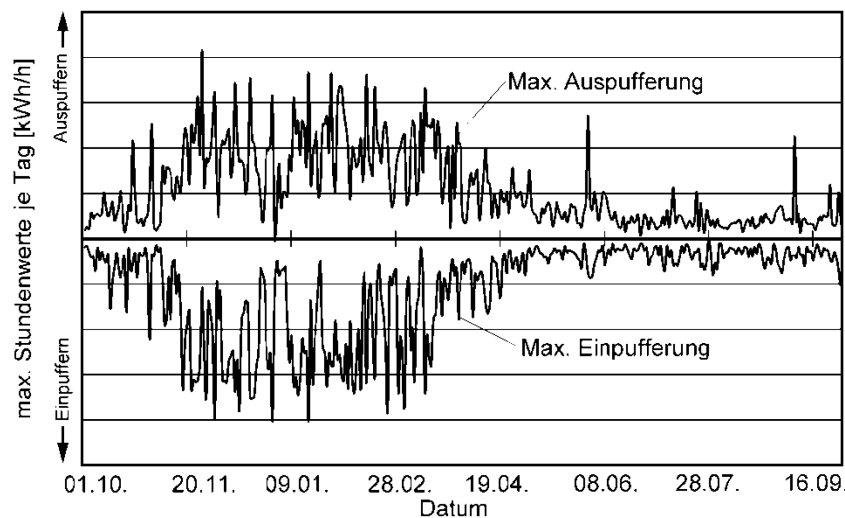


Bild 3 – Beispiel für eine historische Aufzeichnung der täglichen Fahrweise eines Netzpuffers – auf den Tageswert kumulierte Stundenwerte der Ein- und Auspuffung

5.2.2 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:

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

- Auspufferungsleistung:

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

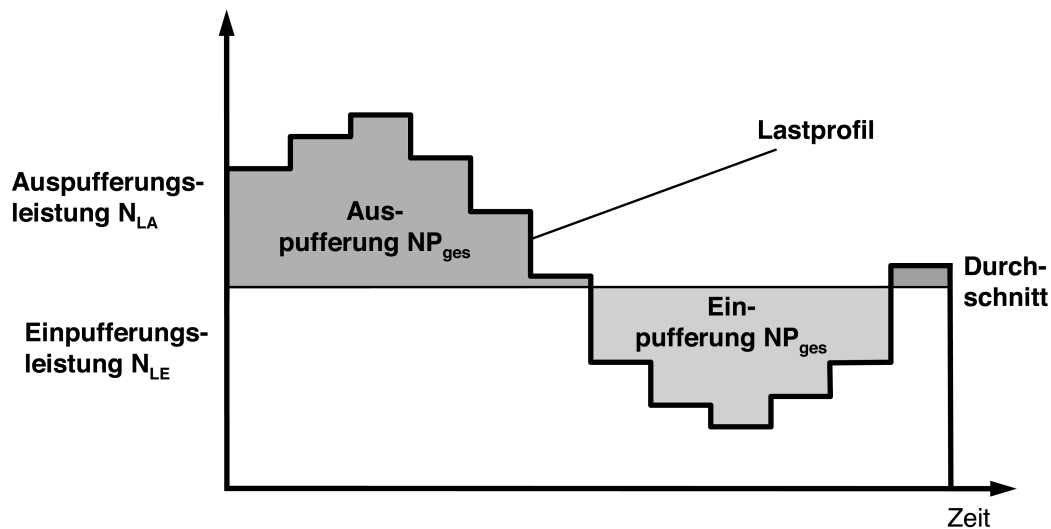


Bild 4 – Lastgang der Ein- und Auspufferung

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.

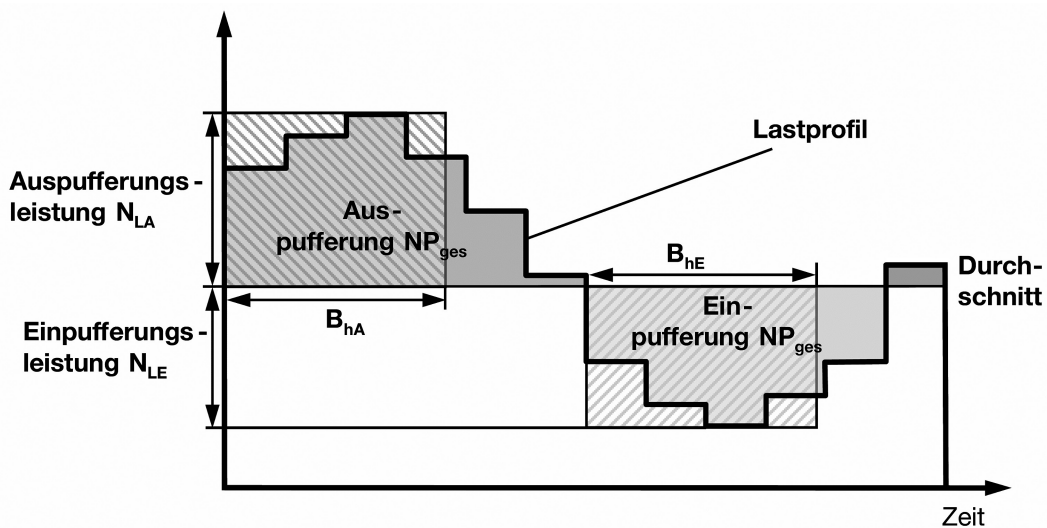


Bild 5 – Zusammenhang zwischen Ein- und Auspufferungsleistung und Vollbenutzungsstunden

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 Netzpuffer und B_{hA} für die Auspufferung aus dem Netzpuffer) des Netzpuffers.

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.

5.2.3 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 Mindesteinspeisendruck 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 Einspeisendrucks wird der Netzpuffer für den nächsten Tag prognostiziert.

6 Technische Anforderungen an Netzanschlüsse und Netzbetrieb

Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Gasversorgungsnetzen erfolgen nach den gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere der GasHDrLtgV, und den einschlägigen Technischen Regeln des DVGW (vgl. Abschnitt 2 „Normative Verweisungen“).

6.1 Netzanschlüsse

Betreiber von Gasversorgungsnetzen müssen nach EnWG für den Anschluss von Letztverbrauchern, LNG-Anlagen, dezentralen Erzeugungsanlagen und Speicheranlagen, von anderen Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen und von Direktleitungen 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.

6.1.1 Allgemeine Anforderungen

Die Prüfung, ob das Gasversorgungsnetz grundsätzlich zur Aufnahme bzw. Abgabe der Gasmenge kapazitiv und hydraulisch in der Lage ist, erfolgt nach Erhalt der Anschlussanfrage durch den Betreiber des Netzes, in das ein- bzw. ausgespeist werden soll.

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.

Die Verantwortung für Anlagen, die nicht zum Gasversorgungsnetz gehören, trägt der Anschlussnehmer. Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung dieser Anlagen sind grundsätzlich nach allen in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Rechtsvorschriften sowie nach den anerkannten Regeln der Technik durchzuführen. Unzulässige Rückwirkungen insbesondere auf Anlagen des Netzbetreibers oder Dritter und deren Betrieb sind vom Anschlussnehmer auszuschließen.

Die Anforderungen des Netzbetreibers an Steuerungs- und Überwachungseinrichtungen (z. B. zur Erfassung der Betriebszustände in der Gas-Druckregel- bzw. -Messanlage) und an die dafür erforderlichen Kommunikationseinrichtungen sind vom Anschlussnehmer zu berücksichtigen.

Die Inbetriebnahme eines Netzanschlusses ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.1.2 Anschluss von Gasversorgungsnetzen

Gasversorgungsnetze werden über Netzkopplungspunkte angeschlossen. 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 flussrichtungsgenau zu messen, zu registrieren und ggf. zu steuern. Die an Netzkopplungspunkten beteiligten Netzbetreiber können vereinbaren, zu Abwicklungszwecken geeignete Netzkopplungspunkte (z. B. zu einer Ausspeisezone) zusammenzufassen.

Für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung eines Anschlusses von Gasversorgungsnetzen (Netzkopplung) wird insbesondere auf die Einhaltung der DVGW-Regelwerke G 280-1, G 463, G 466-1, G 488, G 491, G 492, G 495, G 687 und G 689 hingewiesen.

Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der Gas-Druckregelanlage oder Gas-Messanlage erfolgt (einschließlich Gebäude) bei Netzkopplungspunkten in der Regel durch den nachgelagerten Netzbetreiber.

Vor der Erstellung einer Gas-Druckregelanlage oder Gas-Messanlage durch den nachgelagerten Netzbetreiber stimmen beide Netzbetreiber den geplanten Anlagenaufbau ab. Dazu stellt der nachgelagerte Netzbetreiber ggf. Zeichnungen und ausreichende schriftliche Unterlagen rechtzeitig zur Verfügung. Diese Regelung gilt auch für Änderungen an bestehenden Anlagen.

Der nachgelagerte Netzbetreiber verständigt den vorgelagerten Netzbetreiber vor Beginn der Arbeiten zur Errichtung der Anlage. Die Termine für Prüfung, Abnahme und Inbetriebnahme der Anlage werden dem vorgelagerten Netzbetreiber rechtzeitig mitgeteilt und bei Bedarf abgestimmt. Die Prüfung der fertig montierten Anlage einschließlich Elektrotechnik wird von den dafür im DVGW-Regelwerk benannten Personen durchgeführt. Der vorgelagerte Netzbetreiber hat das Recht, Beauftragte zu dieser Prüfung zu entsenden. Die durchgeführten Arbeiten und der Zeitraum der Anwesenheit sind in geeigneter Form zu dokumentieren.

Netzbetreiber können in Abstimmung untereinander weitere der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Anlage sowie dem Schutz der verbundenen Netze dienende Maßnahmen festlegen.

Wesentliche Änderungen an der Messanlage (z. B. Änderung der Zählergröße, der Druckabsicherung, der Datenübertragungseinrichtungen, der Kommunikationsanbindungen) sind zwischen den am Netzkopplungspunkt angrenzenden Netzbetreiber abzustimmen.

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

Die eindeutige Bezeichnung der Netzkopplungspunkte ist in Abschnitt 8.2 geregelt.

6.1.3 Netzanschluss von Speicheranlagen und LNG-Anlagen

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.

Für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung des Netzanschlusses wird insbesondere auf die Einhaltung der DVGW-Regeln G 463, G 466, G 491, G 492 und G 689 hingewiesen.

Ansonsten gelten die gleichen technischen Regelungen wie bei der Verbindung von Gasnetzen.

6.1.4 Netzanschluss von Letztverbrauchern

Für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung des Netzanschlusses wird insbesondere auf die Einhaltung der DVGW-Regelwerksdokumente G 459-1, G 459-2, G 462-1, G 462-2, G 463, G 465 (Teil 1 bis 4), G 466, G 472, G 491, G 492, G 495, G 689 und G 1020 hingewiesen.

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.

Für eine Messanlage, für die eine Spannungsversorgung erforderlich ist (z.B. bei 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 Netzanschluss sollte mindestens Folgendes schriftlich fixiert werden:

- Anschlusspunkt, Eigentumsgrenze
- Technische 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
- Außerbetriebnahme des Anschlusses

6.1.5 Netzanschluss von Produktionsanlagen für die Erzeugung von Gasen nach DVGW G 260 (A)

Für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung des Netzanschlusses wird insbesondere auf die Einhaltung der DVGW-Regelwerksdokumente G 213, G 280-1, G 459-1, G 462-1, G 462-2, G 463, G 465 (Teil 1 bis 4), G 466, G 472, G 495, G 689 und VP 265-1 hingewiesen.

Der Betreiber einer Produktionsanlage ist für die Bereitstellung des einzuspeisenden Gases entsprechend der Anforderungen der DVGW-Arbeitsblatt G 260 und DVGW-Arbeitsblatt G 262 sowie aufgrund ergänzender Anforderungen des Netzbetreibers u. a. zur Einhaltung der DVGW-Arbeitsblatt G 685 verantwortlich.

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.

Biogas-Konditionierungsanlage und Biogas-Einspeiseanlage sind Bestandteil des Netzanschlusses zur Einspeisung von Biogas. Der Netzanschluss für die Einspeisung von Biogas wird für einen bestimmten Gasbeschaffenheitsbereich innerhalb der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 zur Sicherstellung der Konditionierbarkeit und Abrechenbarkeit nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 des einzuspeisenden Gases ausgelegt und vertraglich zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer im Netzanschlussvertrag vereinbart.

Für den Netzanschluss zur Einspeisung von Biogas sollte mindestens Folgendes schriftlich fixiert werden:

- Anschlusspunkt, Eigentumsgrenze
- Anschlusswerte (unter anderem Durchfluss-, Druck-, und Temperaturbereich)
- Regelungen zur ordnungsgemäßen Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage (z. B. nach VP 265-1 (P))
- Gasbeschaffenheitsbereich des Biogases nach der Biogasaufbereitungsanlage
- Regelungen hinsichtlich des Zutrittsrechts und zur Grundstücksnutzung
- Einbau, Betrieb und Ablesung der Steuer- und Messeinrichtungen
- Außerbetriebnahme des Anschlusses

6.2 Netzbetrieb

6.2.1 Planung des Netzbetriebes

Die Planung des Netzbetriebes dient dem bestimmungsgemäßen Betrieb des Gasversorgungsnetzes.

6.2.2 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.

6.2.2.1 Normalbetrieb

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

6.2.2.2 Eingeschränkter Betrieb

Planbare Maßnahmen (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen, wie sie nach DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 oder DVGW-Arbeitsblatt G 495 notwendig sind) an Netzelementen entsprechend 4.2 können zu vorübergehenden Einschränkungen in der Transportkapazität des jeweiligen Netzbetreibers führen. Die voraussichtliche Dauer und der Umfang von Transporteinschränkungen werden mit weiteren betroffenen Netzbetreibern sowie Infrastrukturbetreibern abgestimmt und betroffenen Transportkunden rechtzeitig mitgeteilt.

6.2.2.3 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 der DVGW-Arbeitsblätter G 1000 und GW 1200 sicher. Darüber hinaus ist situationsabhängig eine Informationsweitergabe an die zuständige Behörde gemäß Gasversorgungssicherheitsverordnung vorzunehmen.

7 Technisches Netzmanagement

Das technische Netzmanagement hat neben der Gewährleistung der Netzstabilität und 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, den Einsatz seines Netzpuffers und für die Abstimmung mit den anderen am Transport beteiligten Netzbetreibern verantwortlich.

7.1 Grundsätzliche Regelungen

Zur ordnungsgemäßen Abwicklung der Transporte und zur Sicherstellung der Netzstabilität muss der Netzbetreiber Informationen über die zu transportierenden Mengen erhalten und transportrelevante Daten bzgl. Ein- und Ausspeisepunkte mit den jeweils vor- und nachgelagerten Netzbetreibern bzw. den Anschlussnutzern austauschen und abgleichen.

Hierbei ist zwischen Anmeldungen von Transportkunden (Nominierungen), Anmeldungen unter Netzbetreibern (Mengenanmeldungen) sowie durch andere Verfahren ermittelte Daten (z. B. Netzbetreiber-Prognosen) zu unterscheiden.

7.1.1 Nominierung

Nominierungen bzw. Nominierungersatzverfahren dienen als Basis für die an einem Einspeise-, Ausspeise- sowie an marktgebiets- und grenzüberschreitenden Punkten in einem bestimmten Zeitraum zu steuernden und zu allozierenden Mengen. Nominierungen sind mit ausreichendem Vorlauf vor dem betreffenden Steuerungszeitraum durch den Transportkunden abzugeben.

7.1.2 Netzlastprognosen

Zur Gewährleistung der Netzstabilität und Planung des Transportes prognostiziert der Netzbetreiber die Lastsituation seines Netzes unter Berücksichtigung der Nominierungen und Mengenanmeldungen.

7.2 Abwicklung von Transporten

7.2.1 Erreichbarkeit und Kommunikationstest

Der Netzbetreiber und der Transportkunde bzw. der von ihm Beauftragte (Bilanzkreisverantwortlicher) verpflichten sich, täglich 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.

7.2.2 Nominierung und Nominierungsabgleich (Matching)

Die Netzbetreiber stellen durch geeignete Verfahren sicher, dass die zu transportierenden Mengen auf beiden Seiten eines Netzkopplungspunktes vor dem Transportzeitraum abgestimmt sind und identisch in die Planung der jeweiligen abzusteuernden Stationsmengen (Fahrpläne) einfließen sowie die identische Basis der Allokation auf beiden Seiten bilden.

7.2.3 Netzsteuerung

Auf Basis der Nominierungen und 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.

Der Netzbetreiber überwacht die Netzstabilität auf Basis der Nominierung und eigener Prognosen und ergreift im Fall von physischen Ungleichgewichten die erforderlichen Maßnahmen (z. B. Einsatz von Regelleistung, Einschränkung von Transportkapazitäten).

Im eingeschränkten oder gestörten Betrieb (siehe Abschnitt 6.2) kann es zu Einschränkungen der verfügbaren Transportkapazitäten an Ein- oder Ausspeisepunkten kommen. Hierbei wird der Netzbetreiber, dessen System eingeschränkt oder gestört ist, alle erforderlichen Maßnahmen, die zur Erreichung eines Normalbetriebs erforderlich sind, ggf. im Benehmen mit den zuständigen Behörden ergreifen.

7.2.4 Mengenzuordnung (Allokation)

Die Allokation von ein- und ausgespeisten Mengen wird unter anderem dann notwendig, wenn das Gas mehrerer Transportkunden ungetrennt voneinander übernommen oder übergeben und entsprechend ungetrennt voneinander gemessen wird. Diese Zuordnung erfolgt auf der Grundlage von Messwerten und der ggf. nach Anwendung des Nominierungsabgleiches bestätigten Nominierungen unter Berücksichtigung der festgelegten Allokationsverfahren.

Jeder Netzbetreiber informiert seine Transportkunden, soweit erforderlich, über das für ihre Transporte geltende Allokationsverfahren (Zuordnung nach Deklaration, Ratierliche Zuordnung usw.). Die für den jeweiligen Transport relevanten Ergebnisse der Allokation an den Ein- bzw. Ausspeisepunkten werden vom Netzbetreiber ermittelt und zur Verfügung gestellt.

8 Datenmanagement

8.1 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 anzuwen-

den. 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.

8.2 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 ENTSO-E/EIC-Schema zur Codierung der grenzüberschreitenden Netzkopplungspunkte genutzten Verfahrens codiert. Die eindeutige Bezeichnung (ENTSO-E/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 und Ausspeisezonen werden in einer vom DVGW bereitgestellten und den Netzbetreibern zugänglichen Plattform (vgl. <https://ssl.dvgw.de/nkp/>) mit mindestens folgenden Inhalten geführt:

- ENTSO-E/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 (ENTSO/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 f. grenzüberschreitende Netzkopplungspunkte)
Kennung Netzkopplung	Z
Reserve	(Beispiel: 0000)
Bezeichnung	(Beispiel: 1 2 3 4 5 6 7 A)
Kontrollzeichen/-summe	(Beispiel: 9)

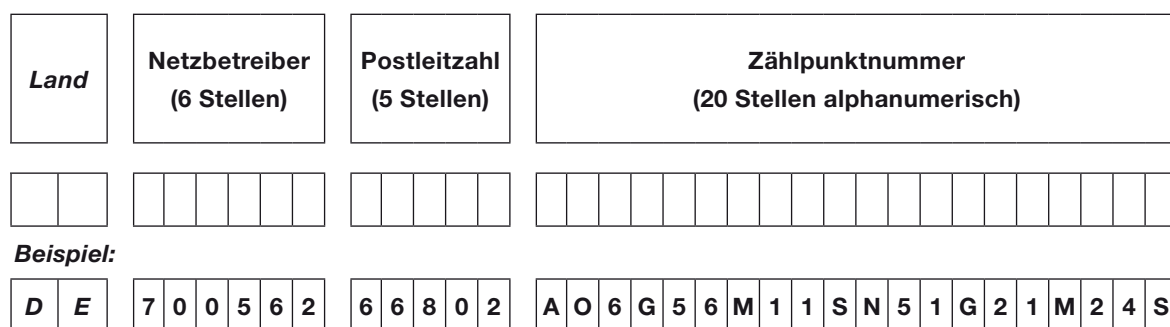
8.3 Zählpunktbezeichnung

Für den Informationsaustausch stellt der Netzbetreiber für jede Messstelle in seinem Netz eine eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische Bezeichnung nach unten angegebener 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: 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.

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 Vergleichsmesssätsen 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.

8.4 Zeitbasis und Abrechnungsperioden

Für Datenbereitstellung, Bilanzierung und Abrechnung ist die gesetzliche Zeit nach dem Gesetz über die Zeitbestimmung (Zeitgesetz – ZeitG) anzuwenden. Eine Abrechnungsperiode beginnt zur vollen Stunde. Die kleinste Abrechnungsperiode beträgt eine Stunde.

8.5 Verfahren zur Prognose von Brennwerten

Der Bilanzierungsbrennwert muss für die Bestimmung der allokatonsrelevanten Mengen gemäß Abschnitt 7.2.4 festgelegt werden. Das Verfahren der Festlegung ist so zu wählen, dass die Differenz des Bilanzierungsbrennwerts zum Abrechnungsbrennwert so gering wie möglich gehalten wird. Die Verfahren unterliegen der regelmäßigen Überprüfung.

8.5.1 Vormonats-Verfahren

Das Vormonats-Verfahren dient der Ermittlung des monatlichen Bilanzierungsbrennwerts je Brennwertgebiet. Bei diesem Verfahren wird der Abrechnungsbrennwert des Monats, welcher zwei Kalendermonate vor dem Liefermonat liegt (Vormonat), dem Liefermonat als Bilanzierungsbrennwert zu Grunde gelegt, z. B. Verwendung des monatlichen Abrechnungsbrennwerts von September als Bilanzierungsbrennwert für den Monat November.

8.5.2 12-Monatsmittel-Verfahren

Das 12-Monatsmittel-Verfahren dient der Ermittlung des monatlichen Bilanzierungsbrennwerts je Brennwertgebiet. Ausgehend vom Vormonat des Liefermonats wird der Durchschnittswert der monatlichen Abrechnungsbrennwerte über einen historischen Zeitraum von 12 Monaten ermittelt. Der Bilanzierungsbrennwert z. B. für November ergibt sich aus den 12 monatlichen Abrechnungsbrennwerten des Zeitraums Oktober des Vorjahres bis September des laufenden Jahres.

8.5.3 72-Monatsmittel-Verfahren

Das 72-Monatsmittel-Verfahren dient der Ermittlung des monatlichen Bilanzierungsbrennwerts je Brennwertgebiet. Ausgehend vom Vormonat des Liefermonats wird der Durchschnittswert der monatlichen Abrechnungsbrennwerte über einen historischen Zeitraum von 72 Monaten ermittelt.

8.5.4 Saisonales-Verfahren

Dieses Verfahren dient der Ermittlung des saisonalen Bilanzierungsbrennwerts je Brennwertgebiet. In einem Brennwertgebiet, mit sehr unterschiedlichen saisonal wiederkehrenden Abrechnungsbrennwerten aufgrund vorgegebener Netzfahrweisen, bietet sich das saisonale Verfahren an. Hierbei wird ein Mittelwert aus dem Vorjahr der entsprechenden unterjährigen Zeitspanne als Bilanzierungsbrennwert verwendet. Bei der Zeitspanne kann es sich um einzelne Monate, Quartale oder Halbjahre handeln.

8.5.5 Tägliches-Verfahren (Stündliches-Verfahren)

Diese Verfahren dienen der Ermittlung des täglichen oder stündlichen Bilanzierungsbrennwerts je Brennwertgebiet. Die Bestimmung des Bilanzierungsbrennwerts erfolgt mittels Messung, Rekonstruktion oder Simulation.

8.6 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 entsprechend 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.

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]	Druck am Anfang der betrachteten Leitung
p_2	[bar]	Druck 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
ζ	[-]	Einzelwiderstandsbeiwert
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

- [1] *Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas)* – Anlage zu dem Beschluss BK7-06-067 der Bundesnetzagentur vom 20. August 2007
- [2] *Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas)* – Anlage 2 zum Beschluss BK7-08-002 der Bundesnetzagentur vom 28. Mai 2008
- [3] *Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen* einschließlich der zugehörigen Leitfäden
- [4] *EDI@Energy Kommunikationsrichtlinie – Verfahrensbeschreibung zur Abwicklung des Austauschs von EDIFACT-Dateien*
- [5] *Wechselprozesse im Messwesen (WiM)* – Anlage 1 zu dem Beschluss BK6-09-034 / BK7-09-001 der Bundesnetzagentur vom 09.09.2010
- [6] *Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (Karla Gas)* – BK7-10-001 vom 24.02.2011

