

DIN EN ISO 15112



ICS 75.060

Entwurf

Einsprüche bis 2019-03-18
Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN ISO 15112:2014-09

**Erdgas –
Bestimmung von Energiemengen (ISO 15112:2018);
Deutsche und Englische Fassung prEN ISO 15112:2018**

Natural gas –
Energy determination (ISO 15112:2018);
German and English version prEN ISO 15112:2018

Gaz naturel –
Détermination de l'énergie (ISO 15112:2018);
Version allemande et anglaise prEN ISO 15112:2018

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2019-01-18 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an nagas@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas), 53058 Bonn, Postfach 14 03 62, Josef-Wirmer-Str. 1 - 3, 53123 Bonn.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 163 Seiten

DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)

Nationales Vorwort

Der Text von ISO 15112:2018 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193 „Natural gas“ der Internationalen Organisation für Normung (ISO) erarbeitet, dessen Sekretariat von NEN (Niederlande) gehalten wird, und als prEN ISO 15112:2018 übernommen.

Das zuständige deutsche Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 032-02-05 AA im DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas) zuständig.

Diese Internationale Norm ist entwickelt worden, um die Aspekte bezüglich Produktion/Transport und Verteilung/Endverbraucher abzudecken. Sie liefert eine Anleitung für die Anwender, wie Energieeinheiten auf Basis von Messung oder Berechnung oder beidem für Abrechnungszwecke abgeleitet werden, um für die Vertragspartner das Vertrauen in die Ergebnisse zu erhöhen. Sie sieht Maßnahmen vor zur Ermittlung von Energiemengen von Erdgas durch Messung oder Berechnung und beschreibt die dabei erforderlichen anzuwendenden Techniken und Maßnahmen. Die Berechnung von thermischer Energie beruht auf der gesonderten Messung der Gasmenge, entweder als Masse oder Volumen des (an Schnittstellen) übertragenen Gases und auf seinem gemessenen oder berechneten Brennwert. Allgemeine Maßnahmen zur Berechnung von Unsicherheiten sind ebenfalls angegeben.

Diese Internationale Norm gilt für alle Gasmessanlagen von Endkunden im privaten Bereich bis hin zu sehr großen Hochdrucktransportanlagen.

Dieses Dokument wurde in das DVGW-Regelwerk „Gas“ aufgenommen. Es ist vorgesehen, diese Norm zweisprachig zu veröffentlichen.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

Für die in diesem Dokument zitierten internationalen Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 6976 siehe DIN EN ISO 6976

Änderungen

Gegenüber DIN EN ISO 15112:2014-09 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Ergänzung um den Unterabschnitt 9.3.3 „Verfolgung der Gasbeschaffenheit“;
- b) Ergänzung um Anhang K (informativ);
- c) weitere Änderungen sind lediglich redaktioneller Art.

Nationaler Anhang NA
(informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 6976, *Erdgas — Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung (ISO 6976:2016); Deutsche Fassung EN ISO 6976:2016*

— Leerseite —

Erdgas — Bestimmung von Energiemengen (ISO 15112:2018)

Gaz naturel — Détermination de l'énergie (ISO 15112:2018)

Natural gas — Energy determination (ISO 15112:2018)

ICS:

Deskriptoren:

Dokument-Typ: Europäische Norm
Dokument-Untertyp:
Dokumentstufe: parallele Umfrage
Dokumentsprache: D

STD Version 2.9p

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	4
Vorwort	5
Einleitung	6
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	7
3 Begriffe	7
4 Symbole und Einheiten	12
5 Allgemeine Grundsätze	13
6 Gasmessung	15
6.1 Allgemeines	15
6.2 Volumenmessung	16
6.3 Brennwertmessung	16
6.3.1 Messverfahren und Probenahme	16
6.3.2 Direkte Messung – Kalorimetrie	17
6.3.3 Messung durch Herleitung	17
6.3.4 Korrelationsverfahren	17
6.3.5 Gasbeschaffenheitsverfolgung	17
6.4 Mengenumwertung	17
6.4.1 Allgemeines	17
6.4.2 Dichte	17
6.4.3 Realgasfaktor	17
6.5 Kalibrierung	18
6.6 Datenspeicherung und -übertragung	18
7 Bestimmung von Energiemengen	19
7.1 Schnittstellen	19
7.2 Verfahren zur Bestimmung von Energiemengen	21
7.2.1 Direkte Bestimmung von Energiemengen	21
7.2.2 Indirekte Bestimmung von Energiemengen	22
8 Strategie und Verfahren	25
8.1 Allgemeines	25
8.2 Strategien für die Bestimmung von Energiemengen	26
8.2.1 Strategien für die einzelnen Schnittstellen	27
8.3 Überprüfungen der Plausibilität	31
9 Zuordnungsverfahren	33
9.1 Feste Zuordnung	33
9.1.1 Feste Zuordnung eines gemessenen Brennwertes	33
9.1.2 Feste Zuordnung eines deklarierten Brennwertes	34
9.2 Variable Zuordnung	35
9.2.1 Einspeisung an zwei oder mehr unterschiedlichen Anlagen mit Nullflusspunkt	35
9.2.2 Einspeisung an zwei oder mehr unterschiedlichen Stellen mit vermischten Gasflüssen	36
9.3 Bestimmung des repräsentativen Brennwertes	37
9.3.1 Arithmetisch gemittelter Brennwert	37
9.3.2 Mengengewogener mittlerer Brennwert	37

9.3.3	Verfolgung der Gasbeschaffenheit	37
10	Berechnung von Energiemengen.....	41
10.1	Allgemeine Formeln für Energie	41
10.2	Berechnung gemittelter Werte — Berechnung anhand von Durchschnittsbrennwerten und kumulierter Volumina	42
10.2.1	Arithmetisches Mittel des Brennwertes	42
10.2.2	Mengewogener Mittelwert des Brennwertes.....	43
10.3	Volumen und Volumen-Masse-Umwertungen	43
10.4	Bestimmung von Energiemengen auf der Grundlage deklarerter Brennwerte	43
11	Genauigkeit der berechneten Energie	44
11.1	Genauigkeit.....	44
11.2	Berechnung der Unsicherheit.....	44
11.3	Systematische Abweichung.....	45
12	Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung.....	46
12.1	Allgemeines	46
12.2	Überprüfung des Verlaufs der Messdaten.....	47
12.3	Rückverfolgbarkeit.....	47
12.4	Ersatzwerte.....	48
Anhang A (informativ) Hauptmessgeräte und Verfahren für die Bestimmung von Energiemengen		49
Anhang B (informativ) Verschiedene mögliche Muster bei der Änderung des Brennwertes.....		54
Anhang C (informativ) Umrechnung von Volumen und Masse.....		57
Anhang D (informativ) Inkrementelle Bestimmung von Energiemengen		58
Anhang E (informativ) Praktische Beispiele zur Mengenumwertung und Energiemengenberechnung		60
E.1	Berechnungen unter Anwendung von ISO 12213-3	60
E.1.1	Allgemeine Formeln	60
E.1.2	Berechnungsbeispiel.....	61
E.2	Berechnungen unter Anwendung von ISO 12213-2	62
E.2.1	Allgemeine Formeln	62
E.2.2	Rechenbeispiel	62
Anhang F (informativ) Praktische Beispiele für die Mittelwertbildung des Brennwertes entsprechend unterschiedlicher Liefersituationen.....		64
Anhang G (informativ) Wege zur Bestimmung von Ersatzwerten		70
G.1	Redundantes Messsystem	70
G.2	Kein redundantes Messsystem.....	70
Anhang H (informativ) Graphisches Beispiel für die Plausibilitätsüberprüfung		72
Anhang I (informativ) Unkorrigierte Daten, Korrektur systematischer Abweichungen und graphisches Beispiel für das Endergebnis		73
Anhang J (informativ) Bestimmung des Brennwertes an einer einzelnen Lagerstätte.....		75
Anhang K (informativ).....		76
K.1	Eingabedaten für das Gasbeschaffenheitsverfolgungssystem.....	76
K.2	Beispiel für die Anwendung von Standardlastprofilen	78
K.3	Ergebnis der Berechnung.....	79
K.4	Berechnung der Unsicherheit für die Gasbeschaffenheitsverfolgung.....	80
K.5	Beispiel eines Softversystems mit Datenschnittstellen	80
Literaturhinweise.....		82

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 15112:2018) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193 „Natural gas“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 238 „Prüfgase, Prüfdrücke, Gerätekategorien und Gasgerätearten“ erarbeitet, dessen Sekretariat von NEN gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur parallelen Umfrage vorgelegt.

Dieses Dokument wird EN ISO 15112:2014 ersetzen.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 15112:2018 wurde von CEN als prEN ISO 15112:2018 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsorganisationen (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Themen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1 beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193, *Natural gas*, erarbeitet.

Diese zweite Ausgabe ersetzt die erste Ausgabe (ISO 15112:2014), die technisch überarbeitet wurde.

Die wesentlichen Änderungen im Vergleich zur Vorgängerausgabe sind folgende:

- die Bilder 7 und 8 wurden neu entworfen;
- Abschnitt 9 wurde aktualisiert;
- Anhang K wurde hinzugefügt.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Seit Beginn des 19. Jahrhunderts war es allgemeine Praxis für produziertes Gas und, in der Folgezeit, dass Erdgas auf volumetrischer Grundlage eingekauft und verkauft wurde. Viel Zeit und Mühe ist deshalb für die Entwicklung der Mittel zur Durchflussmessung aufgewendet worden.

Wegen des steigenden Wertes von Energie und Variationen in der Gasqualität ist nun die Abrechnung zwischen den Vertragspartnern auf der Grundlage der thermischen Energie notwendig geworden, und die Notwendigkeit, den Brennwert durch Messung oder Berechnung zu bestimmen, hat zu einer Reihe von Techniken geführt. Die Art und Weise, in der Brennwertdaten auf die Volumendaten angewendet werden, um den Energieinhalt eines gegebenen Erdgasvolumens zu erhalten, war bisher weit entfernt von einem genormten Verfahren.

Die Energiebestimmung ist häufig ein notwendiger Faktor, wo und wann immer Erdgas gemessen wird, angefangen von der Produktion und Behandlung bis zur Verwendung durch den Endverbraucher. Diese Norm ist entwickelt worden, um die Aspekte bzgl. Produktion/Transport und Verteilung/Endverbraucher abzudecken. Es liefert eine Anleitung für die Anwender, wie Energieeinheiten auf Basis von Messung oder Berechnung oder beidem für Abrechnungszwecke abgeleitet werden, um für die Vertragspartner das Vertrauen in die Ergebnisse zu erhöhen.

Andere Normen betreffs Erdgas, Durchflussmessung, Brennwertmessung, Berechnungsverfahren und Datenverarbeitung in Bezug auf Gasproduktion, –transport und –verteilung, die den Einkauf, Verkauf und Warentransport beinhalten, können für dieses Dokument von Bedeutung sein.

Dieses Dokument enthält elf informative Anhänge.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument sieht Maßnahmen vor zur Ermittlung von Energiemengen von Erdgas durch Messung oder Berechnung und beschreibt die dabei erforderlichen anzuwendenden Techniken und Maßnahmen. Die Berechnung von thermischer Energie beruht auf der gesonderten Messung der Gasmenge, entweder als Masse oder Volumen des (an Schnittstellen) übertragenen Gases und auf seinem gemessenen oder berechneten Brennwert. Allgemeine Maßnahmen zur Berechnung von Unsicherheiten sind ebenfalls angegeben.

Ausschließlich derzeit verwendete Systeme werden beschrieben.

ANMERKUNG Der Einsatz derartiger Systeme in kommerziellem oder offiziellem Handel erfordert möglicherweise die Zulassung durch nationale Zulassungsbehörden; und die Übereinstimmung mit gesetzlichen Vorschriften ist erforderlich

Dieses Dokument gilt für alle Gasmessanlagen von Endkunden im privaten Bereich bis hin zu sehr großen Hochdrucktransportanlagen.

Neue Verfahren sind nicht ausgeschlossen, sofern ihre nachgewiesene Leistungsfähigkeit vergleichbar oder besser als jene Techniken ist, auf die in diesem Dokument Bezug genommen wird.

Gasmesssysteme sind nicht Gegenstand dieses Dokuments.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisen gilt nur die in zitierte Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich jeglicher Verbesserungen).

ISO 6976, *Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC halten terminologische Datenbanken zur Anwendung in der Normung unter den folgenden Adressen aktuell:

— ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

— IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1

Messgenauigkeit

Ausmaß der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und einem wahren Wert der Messgröße

[QUELLE: ISO Guide 98-3:2008, Definition B.2.14]

3.2

Abgleich

eines Messgeräts, Tätigkeit, um ein Messgerät in einen Leistungszustand zu bringen, der es für seine Benutzung geeignet macht

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Abgleich kann automatisch, halbautomatisch oder manuell erfolgen.

3.3

Zuordnungsverfahren

Ermittlung von Energiemengen, Verfahren der Ableitung eines Brennwertes, der für Gas angewendet werden soll, das spezifizierte Schnittstellen passiert, an denen nur Volumenmessungen erfolgen

3.4

Verfügbarkeit

Wahrscheinlichkeit, mit der die Messeinrichtung oder ein Messgerät zu einem beliebigen Zeitpunkt spezifikationsgerecht arbeitet

[QUELLE: EN 1776:1998]

3.5

systematische Abweichung

Bias

systematische Abweichung zwischen der wahren und der aktuell bestimmten Energie eines Gases, das eine Gasmessanlage durchströmt

3.6

Kalibrierung

Reihe von Tätigkeiten, mit denen unter festgelegten Bedingungen die Beziehung zwischen an Messgeräten oder Messeinrichtungen angezeigten Wertangaben oder den mit einem Referenzmaß oder einem Referenzmaterial erfassten Werten und den entsprechenden bei Verwendung von Arbeitsnormalen erhaltenen Werten ermittelt wird

[QUELLE: ISO 14532:2014, Definition 2.5.1.1., geändert – der Begriff ist etwas im Text geändert worden und die Anmerkungen zu Eintrag sind entfernt worden]

3.7

Brennwert

Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer gegebenen Gasmenge in Luft frei wird, wobei der Druck p_1 , bei dem die Reaktion abläuft, konstant bleibt und alle Verbrennungsprodukte auf die gleiche Temperatur T_1 wie die der Reaktionspartner zurückgeführt werden und diese Verbrennungsprodukte mit Ausnahme des bei der Verbrennung entstandenen Wassers, das bei der gegebenen Temperatur T_1 kondensiert, gasförmig vorliegen

[QUELLE: ISO 14532:2014, Definition 2.6.4.1., geändert – der Begriff ist etwas im Text geändert worden und die Anmerkungen zu Eintrag sind entfernt worden]

3.8

Heizwert

Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer gegebenen Gasmenge in Luft frei wird, wobei der Druck p_1 , bei dem die Reaktion abläuft, konstant bleibt und alle Verbrennungsprodukte auf die gleiche Temperatur T_1 wie die der Reaktionspartner zurückgeführt werden, und alle diese Verbrennungsprodukte gasförmig vorliegen

[QUELLE: ISO 14532:2014, Definition 2.6.4.2., geändert – der Begriff ist etwas im Text geändert worden und die Anmerkungen zu Eintrag sind entfernt worden]

3.9

Brennwertmessanlage

Anlage, welche die Ausrüstung enthält, die zur Bestimmung des Erdgas-Brennwertes in der Leitung erforderlich ist

3.10

angeglichener Brennwert

an einer Messanlage bestimmter Brennwert, der die Zeit des Gastransports zu der jeweilig korrespondierenden Volumenmessanlage berücksichtigt

3.11

korrigierter Brennwert

Ergebnis der Korrektur einer Brennwertmessung zur Beseitigung von systematischen Fehlern

3.12

deklarierter Brennwert

Brennwert, der vor seiner Anwendung an Schnittstellen zum Zweck der Ermittlung von Energiemengen benannt wird

3.13

repräsentativer Brennwert

Brennwert, der als ausreichend nahe dem tatsächlichen Brennwert an einer Schnittstelle anerkannt ist

3.14

Abrechnungszone

Reihe von Schnittstellen, an denen dasselbe Verfahren der Ermittlung von Energiemengen angewendet wird

3.15

(Mengen)Umwertung

Bestimmung des Volumens unter Referenzbedingungen aus dem Volumen unter Betriebsbedingungen

3.16

Korrektur

algebraisch zum unkorrigierten Messergebnis addierter Wert zum Ausgleich des systematischen Fehlers

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Korrektur ist gleich dem Negativwert des geschätzten systematischen Fehlers.

Anmerkung 2 zum Begriff: Da der systematische Fehler nicht exakt bekannt sein kann, ist eine Vollständigkeit der Korrektur nicht möglich, siehe Anhang I.

3.17

Korrekturfaktor

numerischer Wert, mit dem das unkorrigierte Messergebnis zum Ausgleich hinsichtlich des systematischen Fehlers multipliziert wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Da der systematische Fehler nicht exakt bekannt sein kann, ist eine Vollständigkeit der Korrektur nicht möglich, siehe Anhang I.

3.18

Bestimmung

Reihe an einem Objekt ausgeführter Tätigkeiten, um qualitative oder quantitative Daten über dieses Objekt zu gewinnen

Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument wird der Begriff „Bestimmung“ ausschließlich im quantitativen Sinn verwendet.

3.19

direkte Messung

Messung einer Eigenschaft aus Größen, die an sich die Eigenschaft bestimmen

Anmerkung 1 zum Begriff: Zum Beispiel die Bestimmung des Brennwertes eines Gases unter Nutzung der thermoelektrischen Messung der Energie, die als Wärme während der Verbrennung einer bekannten Gasmenge freigesetzt wird.

[[QUELLE: ISO 14532:2014, Definition 2.2.1.2., geändert – Das Wort „welche“ ist durch „die“ in der Definition ersetzt worden]

3.20

Energie

Produkt aus Gasmenge (Masse oder Volumen) und Brennwert unter gegebenen Bedingungen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Energie kann als Energiemenge bezeichnet werden.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Energie wird gewöhnlich in Megajoule ausgedrückt.

3.21

Bestimmung von Energiemengen

quantitative Bestimmung der Energiemenge einer Gasmenge auf der Grundlage von Messung oder Berechnung unter Verwendung von Messwerten

3.22

Energiedurchflussmenge

zeitliche Energiemenge eines Gases, das durch einen Querschnitt strömt

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Energiedurchflussmenge wird gewöhnlich in Megajoule je Sekunde ausgedrückt.

3.23

feste Zuordnung

Anwendung ohne Änderung des Brennwertes, der an einer bestimmten Brennwertmessanlage gemessen oder im Voraus deklariert wurde auf das Gas, das eine oder mehrere Schnittstelle(n) durchströmt

3.24

Gastransporteur

Unternehmen, das Gas von einer Stelle zu einer anderen durch Leitungen befördert

3.25

Gasbeschaffenheitsverfolgung

Bestimmung von Gasbeschaffenheitseigenschaften (z. B. dem Wärmewert) an den Ausspeisestellen eines Netzes auf Grundlage der Durchflussberechnung; die Berechnung erfordert topologische Daten, Daten zur Gasbeschaffenheit an den Einspeisestellen, volumetrische Daten an Ein- und Ausspeisestellen und Druckangaben zum Netz als Eingabedaten

3.26

Schnittstelle

Stelle an einer Rohrleitung für Gastransport oder -versorgung, an der das Eigentumsrecht oder das physische Eigentum des Gases übergeben wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Allgemeinen verfügt eine Schnittstelle über eine zugehörige Messanlage.

3.27

örtliches Verteilerunternehmen

LDC (en: local distribution company)

Unternehmen, das Gas an industrielle, kommerzielle und/oder private Kunden liefert

3.28

Messstation

Einrichtung, welche alle Ausrüstungen enthält, die für die Gasmessung im geschäftlichen Verkehr genutzt werden, einschließlich der Ein- und Ausgangsleitungen bis zu den Absperreinrichtungen und der Stuktur, innerhalb derer die Einrichtung baulich untergebracht ist

[QUELLE: EN 1776:1998]

3.29

Messsystem

vollständiger, zur Durchführung vorgegebener Messungen zusammengestellter Satz von Messgeräten und anderen Zusatzeinrichtungen

[QUELLE: ISO/IEC Guide 99:2007, Definition 3.2., abgeändert – Die Definition wurde im Text etwas verändert.]

3.30

Messgerät

Gerät, das allein oder in Verbindung mit (einer) zusätzlichen Einrichtung(en) für Messungen zu verwenden ist

[QUELLE: ISO/IEC Guide 99:2007, Definition 3.1., abgeändert – Die Definition wurde im Text etwas verändert.]

3.31

Plausibilität

Eigenschaft eines Wertes, innerhalb vernünftiger Grenzen zu liegen

3.32

Hersteller

Unternehmen, das Roherdgas aus Lagerstätten fördert, welches nach Aufbereitung und (abrechnungsrelevanter) Messung als trockenes Erdgas in das Transportsystem eingespeist wird

3.33

Regionalverteiler

Unternehmen, das Gas an lokale Verteilerunternehmen und/oder industrielle, kommerzielle bzw. private Kunden liefert

3.34

häuslicher Endkunde

Person, dessen Wohnräume ganz oder teilweise mit Gas beliefert werden, welches nicht für kommerzielle oder industrielle geschäftliche Zwecke genutzt wird

3.35

systematischer Fehler

Mittelwert, der sich aus einer unbegrenzten Anzahl von Messungen derselben Messgröße ergeben würde, die unter Wiederholbedingungen ausgeführt wurden, abzüglich eines wahren Wertes der Messgröße

3.36

Rückverfolgbarkeit

Eigenschaft eines Messergebnisses oder des Wertes eines Normals, wodurch es/er durch eine ununterbrochene Vergleichskette bei allen angegebenen Unsicherheiten auf geeignete Normale, im Allgemeinen internationale oder nationale Normale, bezogen werden kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Vergleichskette wird als Rückverfolgbarkeitskette bezeichnet.

3.37

Messunsicherheit

dem Messergebnis zugeordneter Parameter, der die Streuung der Werte kennzeichnet, die der Messgröße vernünftigerweise zugeordnet werden könnte

3.38

variable Zuordnung

Anwendung eines Brennwertes für ein Zuordnungsverfahren auf der Grundlage von Messung(en) an (einer) Brennwertanlage(n) auf ein Gas, das eine oder mehrere Schnittstelle(n) passiert

Anmerkung 1 zum Begriff: Dieser angewendete Brennwert kann die für den Transport des Gases von der Brennwertanlage zu den jeweiligen Volumenmessanlagen erforderliche Zeit und andere Faktoren berücksichtigen, um einen mittleren Brennwert für ein Netz, eine Zustandsrekonstruktion der Brennwertschwankungen in einem Netz usw. abzuleiten.

3.39

Nulldurchflusspunkt

Stelle in einem Gasnetz, an der zwischen Gasqualitätbeiden Seiten unterschiedliche Gasqualitäten vorliegen

3.40

unplausible Daten

Messdaten, die unter Berücksichtigung der Messsituation an einer Messanlage und der Gasflusssituation offensichtlich falsch sind

3.41

Netzknotenpunkt

Verbindung von zwei oder mehrerer Rohrleitungen in einem Gasnetz; Netzknotenpunkte gibt es typischerweise an Schnittstellen (Einspeisung/Ausspeisung) oder an Stellen, an denen sich Rohrgeometrie ändert

3.42

Standardlastprofil

SLP

Modell zur Vorhersage des zu erwartenden stündlichen oder täglichen Energiebedarfs von Kunden, bei denen die Ablesung nur periodisch stattfindet (z. B. einmal jährlich)

4 Symbole und Einheiten

Symbol	Bedeutung	SI-Einheit	USC-Einheit
E	Energiemenge	MJ	kWh
e	Energiedurchflussmenge	MJ/s	kWh/h
H	Wärmewert	MJ/m ³ ; MJ/kg	kWh/m ³

ANMERKUNG 1 Bei Angabe des Wärmewertes in Megajoule je Kubikmeter und des Gasvolumens in Kubikmeter bzw. des Wärmewertes in Megajoule je Kilogramm und der Gasmasse in Kilogramm wird die berechnete Energiemenge in Megajoule angegeben.

Bei Angabe des Wärmewertes in Kilowattstunden je Kubikmeter und des Gasvolumens in Kubikmeter bzw. des Wärmewertes in Kilowattstunden je Kilogramm und der Gasmasse in Kilogramm wird die berechnete Energiemenge in Kilowattstunden angegeben.

Für die Umrechnung von Megajoule zu Kilowattstunden ist der Wert durch 3,6 zu dividieren.

M	Masse	kg	t
p	Druck (absolut)	Pa, kPa	bar, mbar
Q	Gasmenge	m ³ , kg	t

ANMERKUNG 2 Bei Angabe der Menge in Kubikmetern ist es erforderlich, sie durch die Angabe von Temperatur und Druck zu kennzeichnen.

q_v	Volumendurchfluss	m ³ /h, m ³ /s	
q_m	Massendurchfluss	kg/s, kg/h	
T	Temperatur (absolut)	K	
t	Zeit	s, h, d	s, h, d

V	Volumen (Gas)	m^3	
Z	Realgasfaktor		
ρ	Dichte	kg/m^3	
ϑ	Temperatur	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{F}$

Indizes

i	Heizwert
j	Anzahl der Zeitintervalle
n	Normzustand (273,15 K; 101,325 kPa)
r	von ISO empfohlener Standardreferenzzustand (288,15 K; 101,325 kPa)
s	Brennwert

5 Allgemeine Grundsätze

Die Energiemenge E in einer vorgegebenen Gasmenge Q ist das Produkt aus der Multiplikation des Brennwertes H mit der entsprechenden Gasmenge.

Die Energiemenge kann entweder direkt gemessen (siehe Bild 1) oder anhand von Menge und Brennwert des Gases berechnet werden (siehe Bild 2).

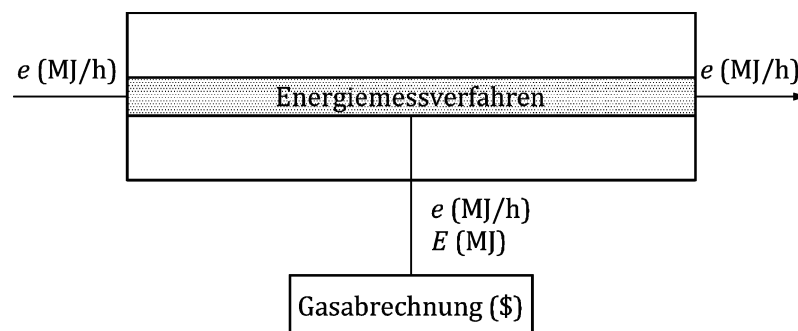


Bild 1 — Schema einer Energiemessung

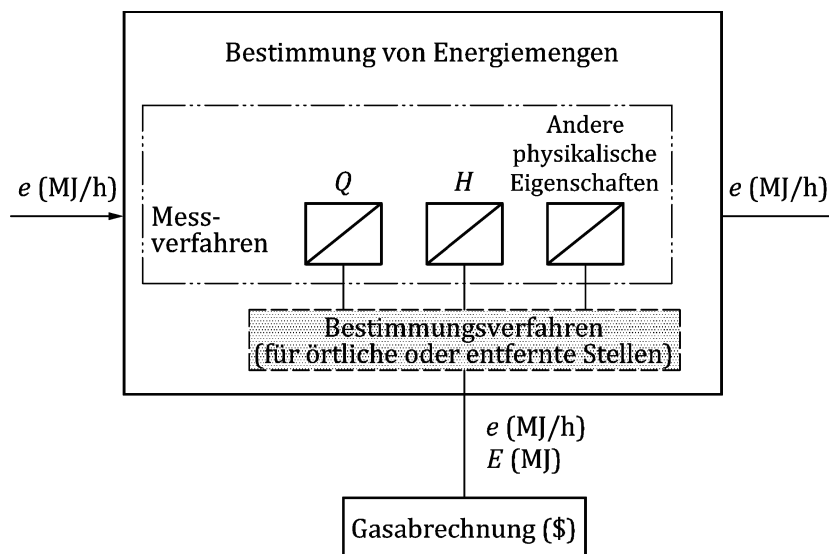


Bild 2 — Schema zur Energiemengenbestimmung

Im Allgemeinen wird die Gasmenge als Volumen und der Brennwert auf volumetrischer Grundlage angegeben. Für genaue Bestimmungen von Energiemengen ist es erforderlich, dass sowohl das Gasvolumen als auch der Brennwert denselben Referenzbedingungen unterliegen. Die Bestimmung von Energiemengen beruht entweder auf der zeitbezogenen Summierung von Berechnungsergebnissen von aufeinanderfolgenden Reihen von Brennwerten und entsprechenden Durchflusswerten oder auf der Multiplikation des Gesamtvolumens und des repräsentativen (zugeordneten) Brennwertes für jenen Zeitraum.

Insbesondere in Situationen mit schwankenden Brennwerten und wenn Durchflussmengen an anderen Stellen bestimmt werden als der repräsentative (zugeordnete) Brennwert, ist der Einfluss auf die Genauigkeit aufgrund der Zeitdifferenz zwischen der Bestimmung der Durchflussmenge und der Bestimmung des Brennwertes zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 11).

Das Gasvolumen kann entweder als das Volumen unter den von ISO empfohlenen Standardbezugsbedingungen gemessen und angegeben oder unter anderen Bedingungen gemessen und unter Anwendung eines geeigneten Verfahrens zur Mengenumwertung in ein äquivalentes Volumen unter den ISO empfohlenen Referenzbedingungen umgerechnet werden. Für die Art der Mengenumwertung an einer bestimmten Gasmessanlage können an anderen Stellen bestimmte Gasqualitätsdaten erforderlich sein. Für die Anwendung dieses Dokuments sollten die von ISO empfohlenen Referenzzustände von 288,15 K und 101,325 kPa, wie in ISO 13443 festgelegt, verwendet werden.

ANMERKUNG Für die Gasversorgung können andere Bedingungen entsprechend nationalen Normen oder Gesetzen verwendet werden. Verfahren für die Umrechnung zwischen verschiedenen Referenzbedingungen für trockene Erdgase sind ISO 13443 zu entnehmen.

Der Brennwert kann an der Gasmessanlage oder einem anderen repräsentativen Punkt gemessen und der Gasmessanlage zugewiesen werden. Die Angabe von Gasmenge und Brennwert kann auch massenbezogen erfolgen.

Dieses allgemeine Prinzip zur Energiemengenbestimmung wird in Abschnitt 10 auf die Fälle ausgedehnt, bei denen die Gasmenge auf der Grundlage von entweder Volumen oder Masse ausgedrückt wird.

Für die Berechnung der Energiemenge des Gases, das eine Gasmessanlage während eines Zeitraums durchströmt, werden die in den Abschnitten 7 bis 10 angegebenen Verfahren zur Bestimmung von Energiemengen angewendet. Derartige Verfahren beinhalten eine zeitliche Integration; diese Integration könnte erfolgen für:

den Energiedurchfluss; oder

die zeitbezogene Gasflussmenge, um die Gasmenge zu erhalten, die dann mit dem repräsentativen Brennwert multipliziert wird.

Das Verfahren zur Integration kann von vertraglichen Vereinbarungen oder nationaler Gesetzgebung abhängig sein.

Die in den Abschnitten 7 bis 10 angegebenen allgemeinen Grundsätze für die Bestimmung von Energiemengen sind unabhängig vom angewendeten Integrationsverfahren. Das Integrationsverfahren beeinflusst die Unsicherheit der ermittelten Energiemenge; diese Effekte werden in Abschnitt 11 behandelt.

6 Gasmessung

6.1 Allgemeines

Die Arten von Messeinrichtungen und von Verfahren, die in Messanlagen eingesetzt werden, sind u. a. abhängig von:

- den jeweiligen nationalen Anforderungen;
- der Durchflussmenge;
- dem Handelswert des Gases;
- den Schwankungen der Gasqualität;
- der Notwendigkeit von Redundanz und
- der Messgerätespezifikation.

Ausschließlich erprobte Verfahren und Messeinrichtungen/-produkte, die an den jeweiligen Schnittstellen in Gebrauch sind, sollten eingesetzt werden. Anhang A enthält einen Überblick über die derzeit in unterschiedlichen Ländern gebräuchlichen Techniken und Verfahren.

Die angewendeten Verfahren zur Messung von Durchfluss und Brennwert müssen übereinstimmen mit Normen, vertraglichen Vereinbarungen und/oder nationaler Gesetzgebung, sofern zutreffend.

Maßnahmen zur Feststellung und Beseitigung systematischer Einflüsse sollten ergriffen werden. So kann beispielsweise die Anwendung unterschiedlicher nationaler Normen, Regelungen und/oder Betriebsverfahren zu systematischen Abweichungen führen; Vertragspartner sollten die geeigneten Verfahren zur Beseitigung dieser Abweichungen bestimmen.

Die Qualität der Messergebnisse ist im Allgemeinen von den folgenden Faktoren abhängig:

- Betriebsbedingungen;
- Häufigkeit und Qualität der Instandhaltung;
- Kalibriernormale;
- Art der Probenahme und Reinigung (der Probenahmegefäße);
- Änderungen der Gaszusammensetzung;

— Alterung von Messeinrichtungen.

Eine hohe Genauigkeit kann erreicht werden, wenn die von den Herstellern und Behörden festgelegten Anforderungen beachtet und alle Betriebsbedingungen zum Betrieb, Kalibrierung und Instandhaltung strikt eingehalten werden.

6.2 Volumenmessung

Das Messsystem zur Volumenmessung einer Erdgasmessanlage besteht aus einer oder mehreren Zählerstrecke(n). Im Allgemeinen messen die Zähler das Gasvolumen unter den tatsächlichen Betriebsbedingungen. Normen für Wirkdruck-Messanlagen (ISO 5167-1) und Turbinenradzähler (ISO 9951) sind vorhanden.

Die Auswahl einer Durchflussmessanlage für eine bestimmte Anwendung ist mindestens von Folgendem abhängig:

- Durchflussbedingungen;
- Durchflussmessbereich;
- Betriebsbedingungen, insbesondere Betriebsdruck;
- zulässiger Druckverlust;
- erforderliche Genauigkeit.

Die für die Messung des Erdgasvolumendurchflusses zumeist an den Schnittstellen 1 bis 6 (siehe 7.1) verwendeten Messgeräte sind Anhang A zu entnehmen.

6.3 Brennwertmessung

6.3.1 Messverfahren und Probenahme

Ein Brennwertmesssystem besteht aus einem Probenahmesystem und einem Messgerät einer der folgenden Gruppen:

- a) direkte Messung (z. B. durch Verbrennungskalometer);
- b) Messung durch Herleitung [z. B. durch Gaschromatograph (GC)];
- c) Korrelationsverfahren;
- d) Gasbeschaffenheitsverfolgung unter Verwendung gemessener Werte.

Für das Erreichen einer hohen Genauigkeit bei der Brennwertmessung ist eine repräsentative Probenahme erforderlich. Leitlinien sind ISO 10715 zu entnehmen.

In Abhängigkeit von dem Messsystem, den Betriebsbedingungen, den Schwankungen der Gaszusammensetzung und/oder der gelieferten Gasmenge, kann eines der folgenden Probenahmeverfahren angewendet werden:

- kontinuierliche direkte Probenahme;
- periodische Einzelprobenahme;
- Sammlung von Einzelproben.

Die Probenahme erfolgt entweder für die Online- oder Offline-Analyse.

6.3.2 Direkte Messung – Kalorimetrie

Bei direkter Messung wird Erdgas mit konstanter Durchflussmenge in einem Luftüberschuss verbrannt und die freigesetzte Energie wird in ein Wärmeaustauschmedium übertragen, wodurch dessen Temperatur ansteigt. Der Brennwert des Gases steht in direktem Verhältnis zum Temperaturanstieg.

Kalorimetrie wird für die Schnittstellen 1 bis 3 sowie 5 angewendet. ISO 15971 enthält Einzelheiten zur Messung von Verbrennungseigenschaften.

6.3.3 Messung durch Herleitung

Bei der Messung durch Herleitung muss der Brennwert anhand der Gaszusammensetzung nach ISO 6976 berechnet werden.

Das am weitesten verbreitete Analyseverfahren ist die Gaschromatographie. Verfahren zur Bestimmung der Zusammensetzung mit festgelegter Messunsicherheit durch Gaschromatographie sind ISO 6974 (alle Teile) zu entnehmen. GC-Messung erfolgt an den Schnittstellen 1 bis 3 sowie 5.

6.3.4 Korrelationsverfahren

Korrelationsverfahren nutzen die Zusammenhänge zwischen einer oder mehreren physikalischen Eigenschaft(en) und dem Brennwert von Gas. Darüber hinaus kann das Prinzip der stöchiometrischen Verbrennung angewendet werden.

6.3.5 Gasbeschaffenheitsverfolgung

Auf Grundlage von Eingabedaten (Netztopologie, Gasbeschaffenheit, Gasmenge, Drücke) werden die Durchflussbedingungen im gesamten Netz mittels durchflussmechanischer Berechnung bestimmt. Auf dieser Grundlage kann jeder Schnittstelle ein individueller Brennwert zugeordnet werden.

6.4 Mengenumwertung

6.4.1 Allgemeines

Die Mengenumwertung von Erdgas, das unter Betriebsbedingungen gemessen wurde, in ein Volumen im Referenz- oder Normzustand beruht entweder auf Gasdruck, Temperatur und Realgasfaktor (pTZ -Umwertung) oder auf Gasdichten im Betriebs- und Normzustand (Dichtemengenumwertung).

Zu Einzelheiten siehe Anhang C, E.1 und E.2, ISO 12213 (alle Teile) sowie EN 12405-1.

6.4.2 Dichte

Die Dichte im Referenzzustand (mitunter als Dichte im Norm-, Standard- oder Grundzustand bezeichnet) kann für die Umrechnung von Volumendaten erforderlich sein. Die Dichte im Betriebszustand kann zur Bestimmung des Massendurchflusses und der Mengenumwertung gemessen werden.

Einzelheiten sind ISO 15970 zu entnehmen.

6.4.3 Realgasfaktor

Für die Mengenumwertung wird der Realgasfaktor

- anhand der Gaszusammensetzung mittels molarer Stoffmengenanalyse berechnet (siehe E.2 und ISO 12213-2),
- anhand physikalischer Eigenschaften und einiger Komponenten berechnet (siehe E.1 und ISO 12213-3), oder

— mit einem Messgerät zur Bestimmung der Z-Zahl gemessen.

Einzelheiten sind ISO 15970 zu entnehmen.

Der Realgasfaktor unter Referenzbedingungen kann auch nach ISO 6976 berechnet werden. In Abhängigkeit von der gelieferten Gasmenge und den Schwankungen von Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung am jeweiligen Messpunkt kann der Realgasfaktor entweder als Konstante gesetzt oder von Zeit zu Zeit berechnet werden.

Der Anwender dieses Dokuments muss die Gaszusammensetzung berücksichtigen, insbesondere hinsichtlich der molaren Stoffmengenverhältnisse von höheren Kohlenwasserstoffen untereinander und bei hohem Druck. In Abhängigkeit von Gaszusammensetzung und Druck sollten zur Vermeidung systematischer Fehler eher die Verfahren zur Berechnung des Z-Faktors nach ISO 12213-2 statt jene nach ISO 12213-3 in Betracht gezogen werden.

6.5 Kalibrierung

Die Qualität von Kalibrierungen hat einen signifikanten Einfluss auf die Richtigkeit eines Messergebnisses. Die Häufigkeit der Kalibrierungen muss entsprechend der Stabilität der Messeinrichtungen bestimmt werden. Kalibrierungen sollten zu geeigneten Normalen und Referenzmaterialien rückverfolgbar sein.

Eine repräsentative Kalibrierung sollte unter Bedingungen erfolgen, die den Betriebsbedingungen des Zählers möglichst genau entsprechen. Für Brennwertmessgeräte sollten Prüfgase verwendet werden, die möglichst genau dem erwarteten Brennwert oder der Zusammensetzung des zu messenden Gases entsprechen (siehe beispielsweise ISO 15971).

Wird bei Verifizierung eines beliebigen Messgeräts, das für die Bestimmung von Energiemengen verwendet wird, eine zuvor vereinbarte Abweichung zwischen dem abgelesenen Messwert des Geräts und dem entsprechenden, mit einem Normal erzielten Wert überschritten, muss eine Kalibrierung des Messgeräts durchgeführt werden, um entweder:

- Justierungen am Gerät vorzunehmen, die die kleinste mögliche Differenz zwischen dem Messwert und dem Wert des Normalen aufweisen; oder
- eine Korrektur abzuleiten, die auf den Messwert für nachfolgende Zeiträume zum Erreichen des korrekten Wertes angewendet wird.

Der tatsächliche Prozess von Justierung oder Korrektur kann in Abhängigkeit von der Art des Messgeräts entweder manuell oder automatisch vorgenommen werden.

Tritt bei der Kalibrierung des Brennwertmessgeräts eine Differenz zwischen dem gemessenen und dem zertifizierten Wert auf, muss für nachfolgende Zeiträume eine Korrektur der gemessenen Werte oder eine Justierung vorgenommen werden.

6.6 Datenspeicherung und -übertragung

Alle relevanten Daten für die Bestimmung von Energiemengen müssen sicher gespeichert werden. Für Dauer und Ort der Speicherung müssen nationale Regelungen und/oder Vertragsbedingungen berücksichtigt werden.

Die Daten beinhalten:

- Informationen, die zur bzw. aus der gelieferten Energiemenge beitragen und/oder bestehen; und, sofern verfügbar

- Informationen zur Gültigkeit der Daten oder zur Funktionsfähigkeit der Messanlage (Hardware und Software).

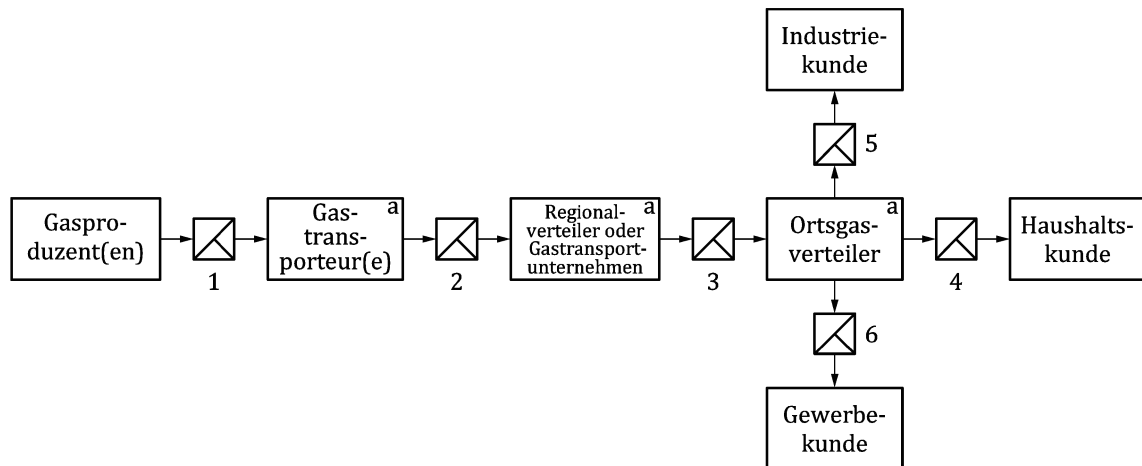
Für die Datenübertragung müssen sichere Verfahren zur Sicherstellung der Datenintegrität verwendet werden.

7 Bestimmung von Energiemengen

7.1 Schnittstellen

Die Übergabe des Erdgases an einen anderen Verantwortlichen zwischen Vertragsparteien erfolgt im Allgemeinen von dem/den Produzent(en) oder von den Gasspeichern bis zum Endabnehmer über einige oder alle der folgenden Zwischenstufen:

- Gastransportunternehmen;
- Regionalverteiler;
- Ortsgasverteiler.

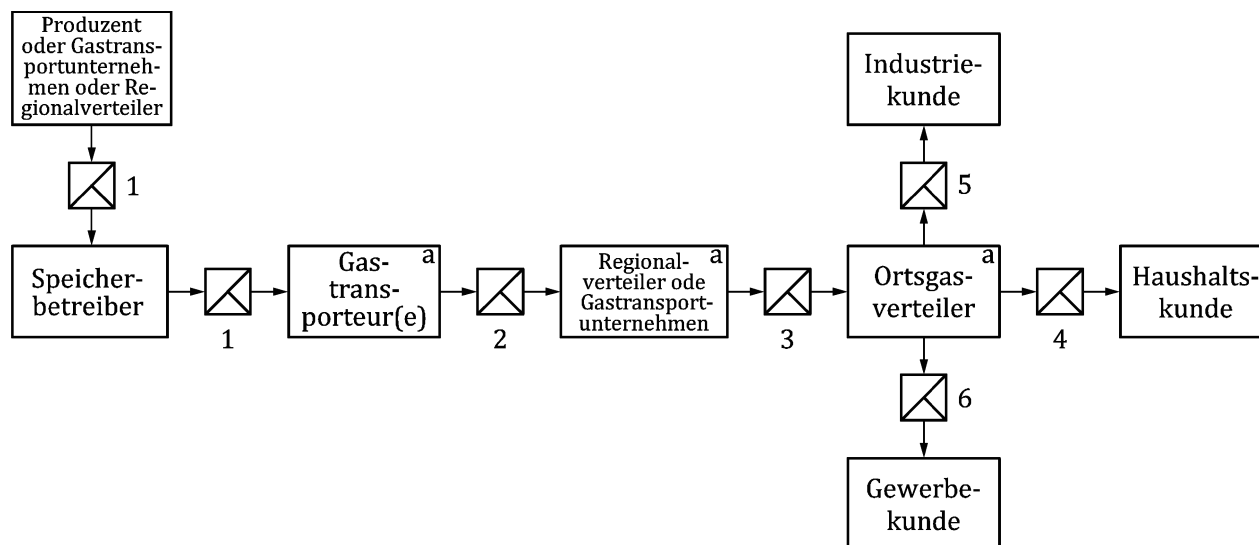


Legende

1 bis 6 Schnittstellen

^a Sofern vorhanden.

Bild 3 — Mögliche Schnittstellen für die Bestimmung von Energiemengen von dem/den Produzent(en) bis zu den Endabnehmern



Legende

1 bis 6 Schnittstellen

^a Sofern vorhanden.

Bild 4 — Mögliche Schnittstellen für die Bestimmung von Energiemengen von dem/den Produzent(en) bis zu den Endabnehmern unter Einschluss von Gasspeichern

Die mit 1 bis 6 nummerierten Kästchen in den Bildern 3 und 4 repräsentieren die unterschiedlichen Schnittstellen innerhalb einer Lieferkette; sie können physisch aus einer existierenden Messanlage bestehen oder als nur virtuelle Schnittstellen ohne irgendeine Messung angesehen werden, um die Übergabe- oder Rückgabestelle innerhalb vertraglicher Situationen zu definieren. Die Bestimmung von Energiemengen in einer Lieferkette zwischen Vertragsparteien erfolgt an den Schnittstellen 1 bis 6 (siehe Bilder 3 und 4), häufig auch als Übergabe- und/oder Rückgabestelle bezeichnet. In Bild 3 ist die Lieferkette vom Produzenten bis zum Endabnehmer dargestellt; Bild 4 enthält zusätzlich einen Speicherbetreiber, der gewöhnlich Gas für Produzenten, Gastransportunternehmen oder Regionalverteiler für die künftige Entnahme speichert. Die Arten von Schnittstellen können sich zwischen den verschiedenen Ländern unterscheiden. Sie können als Schnittstellen für die Gasabrechnung verwendet werden, wenn es sich um tatsächliche Messanlagen handelt.

Drei unterschiedliche Modelle verschiedener Liefersituationen sind als Beispiele angegeben.

a) Der Gastransporteur liefert Gas direkt an einen Industriekunden.

Zur Bestimmung der Energiemenge an Schnittstelle 5 wird das Gasvolumen an Schnittstelle 2 oder 5 gemessen; da weder ein Regionalverteiler / Speicherunternehmen noch ein örtliches Verteilunternehmen (LDC) beteiligt sind, kann der an Schnittstelle 2 gemessene Brennwert verwendet werden, sofern erwartet werden kann, daß die Gasqualität annähernd konstant sein wird (siehe Bild B.1).

b) Der Gaserzeuger liefert Gas direkt an den Industriekunden.

Das Leitungssystem wird von mehreren Gastransporteurern und Regionalverteilern für Transportzwecke genutzt; LDC sind dabei nicht beteiligt. Auf dem Weg zum Industriekunden treten keine Veränderungen der Gasqualität auf. Zur Bestimmung der Energiemenge an Schnittstelle 5 wird das Gasvolumen an Schnittstelle 5 und der Brennwert beispielsweise an den Schnittstellen 5, 3 oder 2 gemessen.

c) Das LDC (örtliche Verteilunternehmen) liefert Gas an den Endabnehmer, kommerzielle und Industriekunden.

Das LDC wird von einem Regionalverteiler oder einem Gastransporteur oder einem Speicherunternehmen versorgt. Zur Bestimmung von Energiemengen erfolgt die Volumenmessung an den

Schnittstellen 4 bis 6. Aufgrund unterschiedlicher Gasqualitäten (siehe Bild B.3) betreibt der Regionalverteiler ein Zustandsrekonstruktionsprogramm für die Bestimmung des Brennwertes an Schnittstelle 3; jener Brennwert wird vom LDC für die Bestimmung von Energiemengen an den Schnittstellen 4 bis 6 verwendet.

Das Verfahren zur Bestimmung von Energiemengen ist von einer Anzahl wichtiger Faktoren abhängig; diese müssen bei der geeigneten Strategie zur Bestimmung von Energiemengen berücksichtigt werden, um den Anwender dieses Dokuments bei der Durchführung einer korrekten Bestimmung der Energiemenge zu unterstützen. Sie umfassen:

- Netztopologie;
- Durchflussrichtungen;
- Abnahmestruktur oder Verbrauchsprofil;
- Brennwertverlauf;
- technische Ausrüstung;
- vertragliche Anforderungen; und
- nationale Vorschriften.

Hauptziel der in 7.2 angegebenen Verfahren ist:

- a) die Unterstützung einer zufriedenstellenden Energiebilanz innerhalb des Transportnetzes; und
 - b) das Ermöglichen einer gerechtfertigten Bestimmung von Energiemengen an Schnittstellen,
- unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte.

7.2 Verfahren zur Bestimmung von Energiemengen

7.2.1 Direkte Bestimmung von Energiemengen

Bei der direkten Messung (siehe Bild 5) werden einzelne physikalische Parameter (z. B. Q , H) nicht gemessen. Energiedurchfluss und Energiemenge werden kalibriert und am Messpunkt angezeigt. Zum Zeitpunkt der Erarbeitung dieses Dokuments wurden Geräte für die direkte Energiemessung in Verkehr gebracht, die jedoch noch nicht als erprobte Technologie für den geschäftlichen Verkehr anerkannt sind. Momentan gibt es keine Internationalen Normen.

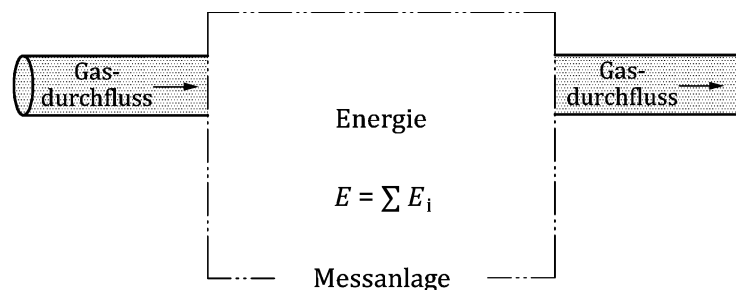


Bild 5 — Direkte Bestimmung von Energiemengen

7.2.2 Indirekte Bestimmung von Energiemengen

Die indirekte Bestimmung von Energiemengen erfolgt auf der Grundlage zuvor gemessener oder berechneter Werte für Volumen/Masse, Brennwert und andere Messgrößen.

7.2.2.1 Messung von Volumen oder Masse und Brennwert in derselben Messanlage

Bei der indirekten Bestimmung von Energiemengen werden Volumen oder Masse, Brennwert und zusätzliche Messgrößen, wie z. B. CO_2 , Dichte usw., des Gases einzeln in einer Messanlage bestimmt (siehe Bild 6); die Messeinrichtungen werden einzeln kalibriert. Der Volumendurchfluss und die Energiemenge werden gewöhnlich am Messpunkt angezeigt. Bei großen Gasmengen Q_1 und Q_2 beispielsweise an Grenzübergangsstellen kann für die Bestimmung der Brennwerte H_{S1} und H_{S2} der Einsatz von Brennwertmesseinrichtungen in jeder der beiden Messanlage erforderlich sein (siehe Bild 15).

Ein anderes Verfahren besteht darin, Daten für Brennwert und Volumen in der Messanlage zu sammeln und die Daten an eine andere zentrale Anlage zur Bestimmung von Energiemengen zu übertragen, wo Energiedurchfluss und Energiemenge bestimmt werden.

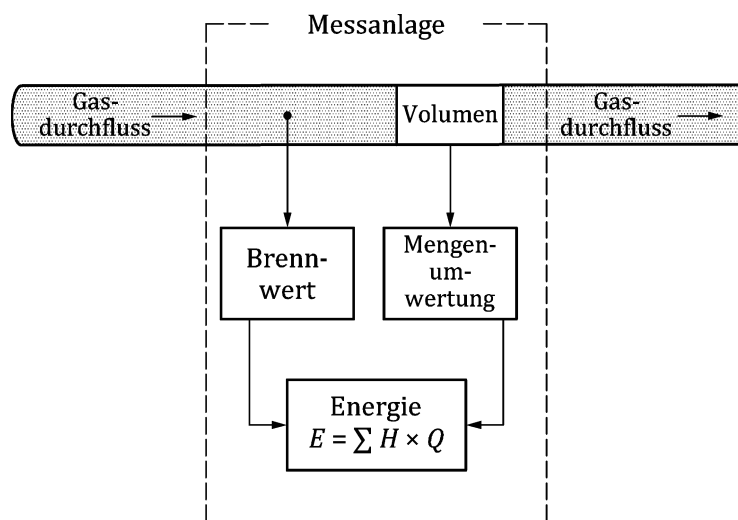


Bild 6 — Lokale Online-Messung des Brennwertes

Aufgrund der lokalen Situation der Gasqualität und wegen ökonomischer Gründe ist mitunter üblich, (zeit- oder durchflussabhängige) Gasproben in der Messanlage zu entnehmen und den Brennwert an anderer Stelle zu bestimmen (siehe Bild 7).

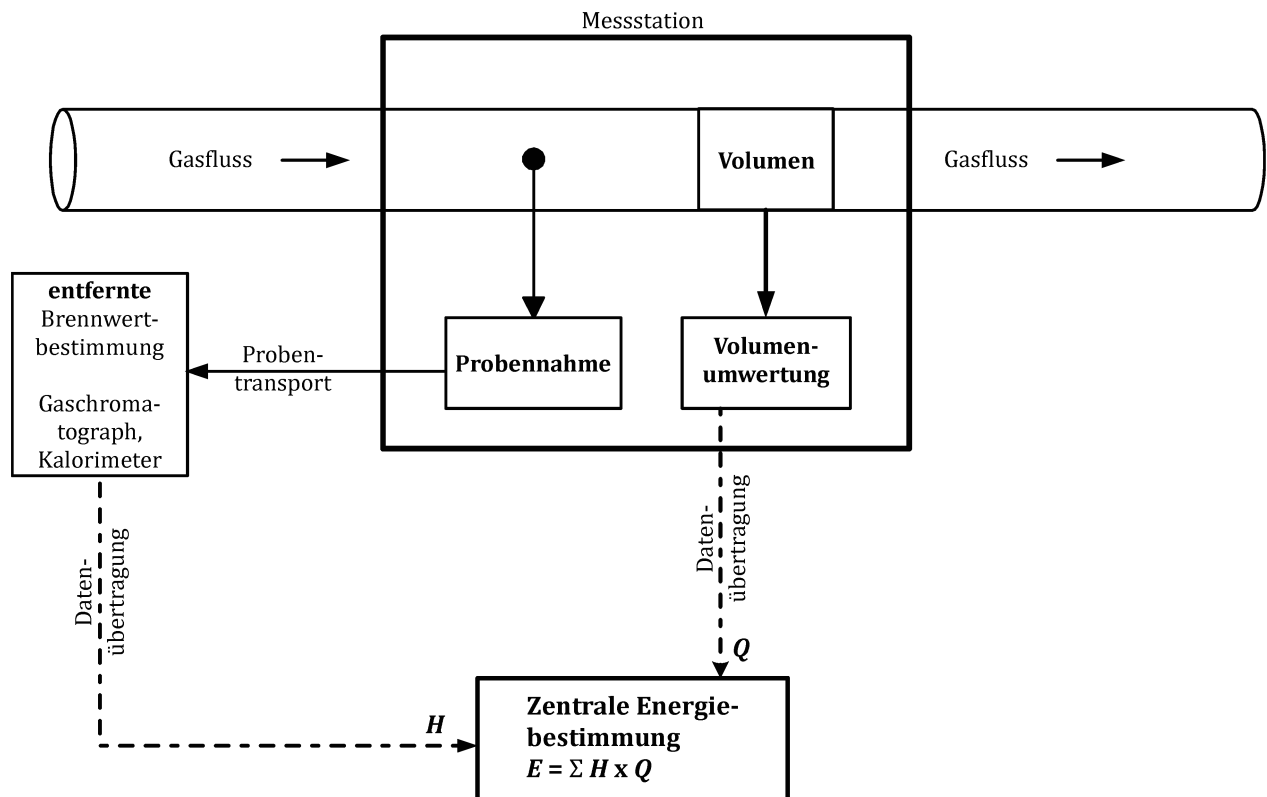


Bild 7 — Lokale Offline-Messung des Brennwertes

7.2.2.2 Messung von Volumen oder Masse und Brennwert an unterschiedlichen Anlagen

Während das Gasvolumen an jeder Übergabestelle zwischen Vertragspartnern gemessen wird, kann es zu kostenaufwändig sein, dort ebenfalls eine Brennwertmesseinrichtung zu betreiben. Somit ist das gebräuchlichste Verfahren (insbesondere in ausgedehnten Versorgungssystemen), dem Volumen einen repräsentativen Brennwert (siehe Abschnitt 9) zuzuweisen. Die diesen Schnittstellen (Volumenmessstellen) zugeordneten Brennwerte sind an anderer Stelle gemessene oder anhand mehrerer repräsentativer Messwerte gebildete Werte (siehe Bild 8). Diese Werte bilden die Grundlage zur Energiemengenbestimmung. Die Art der Zuordnung wird durch die Lage der Einspeise-/Auspeisestationen im Netz sowie die Gasflussbedingungen bestimmt (siehe Abschnitt 9).

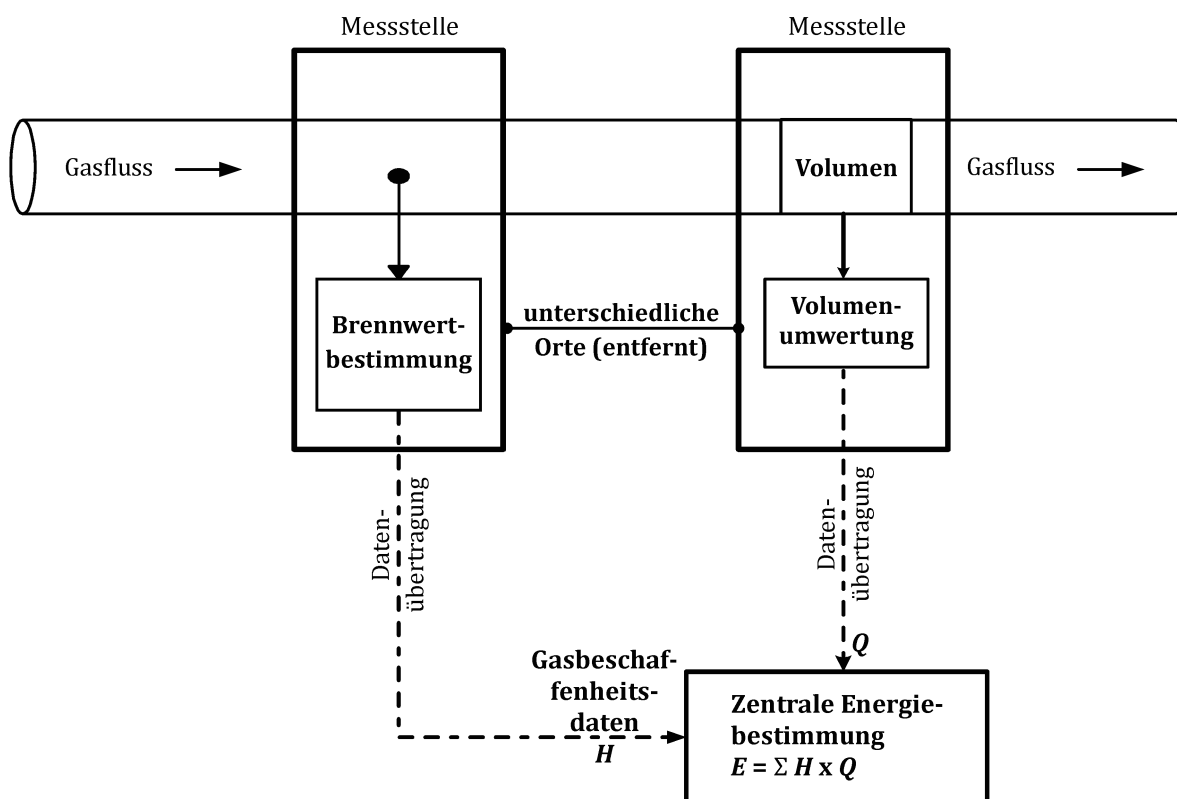


Bild 8 — Messung des Brennwertes an einer entfernten Stelle (Beispiel)

8 Strategie und Verfahren

8.1 Allgemeines

„Gestaltung“ im Sinne dieses Dokuments umfasst die Anforderungen, welche Informationen erforderlich sind und wie diese erzielt werden sollen, um die Anforderungen der Strategie zur Bestimmung von Energiemengen unter Berücksichtigung des zu erwartenden Datenverlaufs zu erfüllen.

Die Bestimmung von Energiemengen beginnt mit einer Bewertung einer geeigneten Strategie zur Bestimmung von Energiemengen, gefolgt von einer Überprüfung der Plausibilität der gemessenen Daten. Die nächsten Schritte sind die Zuordnung eines repräsentativen Brennwertes und die Kombination der Daten (Berechnungsverfahren). Abschließend erfolgt ein Verfahren der Qualitätskontrolle.

Ein Schema für die Bestimmung von Energiemengen, einschließlich „Start-“ und „End-“Punkten ist in Bild 9 dargestellt.

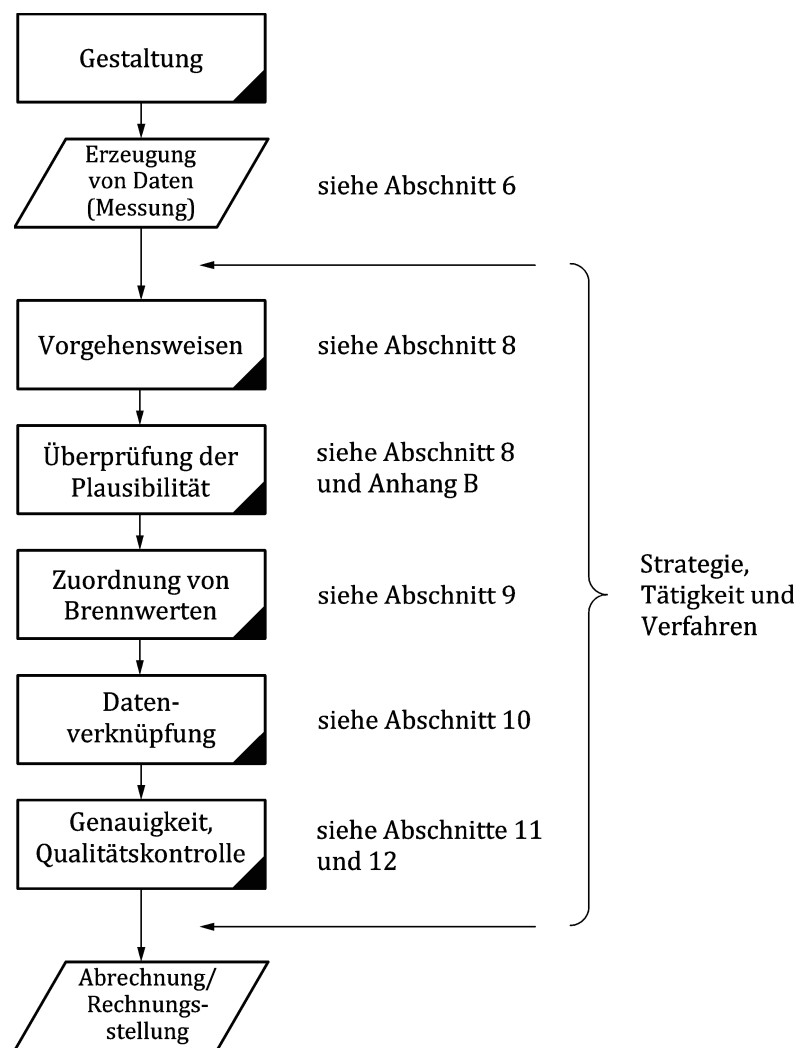


Bild 9 — Strategie für eine indirekte Bestimmung von Energiemengen

Grundsätzlich müssen die erarbeitete Strategie sowie die anwendbaren Verfahren und Verfahren für die Bestimmung von Energiemengen ohne Änderungen angewendet werden. Sie dürfen nur geändert werden, wenn:

- sichergestellt werden kann, dass die Genauigkeit der Ergebnisse besser oder zumindest nicht schlechter ist; oder
- die Methoden oder Verfahren aufgrund veränderter Bedingungen des Gasflusses und/oder der Gasqualität nicht länger anwendbar sind.

Darüber hinaus kann bei wesentlichen wirtschaftlichen Änderungen eine Änderung der anwendbaren Methoden/Verfahren erforderlich sein.

Gasmesssysteme sind nicht Gegenstand dieses Dokuments. Allerdings können neue Systeme oder veränderte Messgeräte die Qualität der damit erzeugten Daten verbessern oder verschlechtern, was zu Veränderungen bei der Energiemengenbestimmung führen kann.

8.2 Strategien für die Bestimmung von Energiemengen

Für einen Energiemengen-Abrechnungszeitraum muss eine angemessene Strategie zur Energiemengenbestimmung Folgendes berücksichtigen:

- den Brennwertverlauf (Brennwertänderungen) in Zusammenhang mit der jeweiligen Versorgungssituation; und
- die Richtigkeit der Messdaten (d. h. Rohdaten),

für eine bestimmte Schnittstelle.

Die Berücksichtigung von Änderungen der Gasqualität an einer Schnittstelle ist ein Schlüsselfaktor für die Berechtigung und Genauigkeit zur Energiemengenbestimmung, d. h. die rückverfolgbare Bestimmung des Brennwertes für die jeweilige Schnittstelle.

Dies ist wichtig, da eine unpassende Strategie selbst für die Bestimmung von Energiemengen an den Schnittstellen einen Partner benachteiligen kann und vermieden werden muss. Dies kann beispielsweise eintreten bei Verwendung eines unpassenden, d. h. nicht repräsentativen, Brennwertes oder anderer nicht repräsentativer physikalischer Daten (d. h. Dichte, CO₂) an jenen Schnittstellen, an denen nur das Gasvolumen gemessen wird, oder bei Übernahme von Rohdaten ohne kritische Überprüfung.

Im Allgemeinen sind Änderungen der Gasqualität von der Gasversorgungssituation an jener Schnittstelle abhängig, d. h. es ist erforderlich, dass Folgendes geprüft wird:

- a) ob das Gas von nur einer Versorgungsquelle die nachgeschalteten Schnittstellen passiert hat (siehe Bilder 12, 13 und 15), oder
- b) ob Gase von mehr als einer Versorgungsquelle die nachgeschalteten Schnittstellen passiert haben (siehe Bilder 14 und 15).

Versorgungssituationen entsprechend den Bildern 14 und 15 verursachen sehr häufig erhebliche Änderungen der Gasqualität aufgrund der Liefer- und Entnahmesituationen.

Daher müssen Änderungen der Tages- oder Monatsdurchschnittswerte des Brennwertes während eines Abrechnungszeitraums (ein Monat bzw. ein Jahr) sorgfältig überwacht werden, um entscheiden zu können, ob ein Zeitraum zur Bestimmung von Energiemengen für Abrechnungszwecke in kürzere Zeiträume unterteilt werden muss.

Änderungen der Gasqualität innerhalb eines Tages führen gewöhnlich nicht zu einer weiteren Unterteilung in Stundenwerte. Beispiele sind Anhang B zu entnehmen.

8.2.1 Strategien für die einzelnen Schnittstellen

8.2.1.1 Allgemeines

Große Gasmengen passieren gewöhnlich die Schnittstellen 1 bis 3 (siehe Bilder 3 und 4). Für Schnittstellen 1 bis 3 kann der betreffende Brennwert durch lokale Messung (siehe Bilder 6 und 7), durch Messung des Brennwertes an einer entfernten Stelle (siehe Bild 8) sowie geeignete Verfahren zur Brennwertzuordnung oder rechnerische Verfolgung der Gasqualität bestimmt werden (siehe 9.3.3). Es ist Sache der Vertragspartner und örtlichen Behörden, sich auf das geeignete Verfahren zu verständigen.

An jenen Punkten des Gasnetzes, an denen eine Messung des Brennwertes und anderer wichtiger Gasqualitätsgrößen gewöhnlich aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen nicht erfolgen kann, kann gelegentlich eine indirekte Bestimmung dieser Messgrößen durchgeführt werden (siehe 9.2, 9.3.1, 9.3.2 oder 9.3.3).

8.2.1.2 Schnittstelle 1

Für die Berechnung des Volumens unter Referenzbedingungen erfolgt eine Mengenumwertung anhand von entweder:

— p , T und Z ; oder

— ρ_n und ρ .

An dieser Schnittstelle muss eine Messung des Brennwertes online erfolgen (siehe 6.3).

Erfolgt die Gaserzeugung aus einer einzelnen Lagerstätte, bei der zu erwarten ist, dass sich die Gaszusammensetzung zeitlich nicht ändert, sind Online-Messungen für die Bestimmung des Brennwertes möglicherweise nicht erforderlich. In diesem Fall kann der Brennwert auch aus der Gaszusammensetzung berechnet werden, die durch Offline-Analysen von periodisch entnommenen Proben bestimmt wurde. Ein Beispiel ist Anhang J zu entnehmen. In allen anderen Fällen müssen die für Schnittstelle 1 geltenden Regeln für die Brennwertmessung befolgt werden.

Die zeitliche Entwicklung einzelner Brennwerte im Verhältnis zum Anfangsbrennwert wird statistisch bewertet. Überschreiten die Werte im Zeitverlauf einen vereinbarten Grenzwert (z. B. 0,5 %, siehe Bild J.1), muss das Verfahren von Offline-Messung zu Online-Messung geändert werden.

Bei der Anwendung dieses Verfahrens zur Bestimmung des Brennwertes sollte die Tatsache berücksichtigt werden, dass die Gaszusammensetzung im Lieferzustand stark von der Art der Gasaufbereitungsanlage abhängig ist.

Zur Bestimmung des Realgasfaktors Z siehe 6.4.4.

8.2.1.3 Schnittstelle 2

Die Berechnung des Volumens unter Referenzbedingungen erfolgt nach 8.2.1.2.

Die Bestimmung des Brennwertes zur Bestimmung von Energiemengen erfolgt durch Messung (siehe 6.3) oder Zuordnung (siehe Abschnitt 9).

8.2.1.4 Schnittstelle 3

Die Bestimmung der Werte zur Bestimmung von Energiemengen erfolgt nach 8.2.1.3. Der Anwender dieses Dokuments sollte berücksichtigen, dass sich Verfahren und/oder Einrichtungen für die Bestimmung des Brennwertes an Schnittstelle 3, insbesondere für die nachgeschalteten Schnittstellen, in verschiedenen Ländern unterscheiden können.

8.2.1.5 Schnittstelle 4

An Schnittstelle 4 des Gasnetzes, kann eine Messung des Brennwertes und anderer wichtiger Messgrößen der Gasqualität gewöhnlich aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen nicht erfolgen. Für diese Schnittstelle sind Zuordnungsverfahren (siehe Abschnitt 9) erforderlich.

Bevor das Gas die Messeinrichtung passiert, muss stromaufwärts ein stabiler Gasdruck mittels Druckregelung sichergestellt werden. Das örtliche Verteilunternehmen (LDC) bestimmt Verfahren, um den relevanten Druck und die Temperatur zur Energiemengenbestimmung festzulegen, wobei der Umgebungsdruck berücksichtigt wird. Aufgrund des niedrigen Drucks wird der Realgasfaktor nicht berechnet und auf „1“ eingestellt.

Für diese Schnittstelle ist entweder ein deklarierte oder zugeordnete Brennwert einsetzbar, wobei der Brennwert der vorgeschalteten Schnittstelle 3 verwendet wird.

Sind nur angemessen geringfügige Änderungen der Gasqualität zu erwarten (siehe Bild B.1), ist es ratsam, ausschließlich einen deklarierten Brennwert für die Jahres-Energiemengenbestimmung zu verwenden. Ein deklarierte Brennwert wird vom LDC unter Berücksichtigung der Brennwerte der vorangegangenen 12 Monate auf einen Festwert festgelegt (siehe Bild B.1). Während des Zeitraums zur Energiemengenbestimmung überprüft das LDC regelmäßig die Brennwerte an (vorgeschalteter) Schnittstelle 3, von der aus das Gas Schnittstelle 4 versorgt.

Überschreitet die Differenz zwischen dem deklarierten Brennwert und dem an vorgeschalteter Schnittstelle 3 bestimmten Brennwert die zulässige Differenz (z. B. 1 %), beispielsweise bei einer wesentlichen Änderung des Brennwertes (siehe Bilder B.2 und B.3), müssen diese Brennwerte den Energiemengenbestimmungs-Zeiträumen zugeordnet werden. In Bild B.2 beispielsweise muss der Brennwert H_{S1} zum Zweck der Energiemengenbestimmung den Zeiträumen t_1 und t_2 und der Brennwert H_{S2} dem Zeitraum t_3 zugeordnet werden.

Um einen angemessen genauen Prozess zur Bestimmung von Energiemengen für jene Kunden sicherzustellen, muss unterschieden werden zwischen:

- einem Gasnetz, das von anderen Gasqualitäten getrennt ist; und
- einem Gasnetz (offenes Netz), das nicht von anderen Gasqualitäten getrennt ist.

8.2.1.5.1 Gasnetz, das von anderen Gasqualitäten getrennt ist

Werden Gase mit unterschiedlichen Brennwerten in verschiedenen Gasnetzen voneinander getrennt gehalten, kann kein Vermischen dieser Gase erfolgen und der an Schnittstelle 3 gemessene oder bestimmte Brennwert kann als Grundlage für die Bestimmung von Energiemengen an Schnittstelle 4 wie folgt verwendet werden.

Der mittlere Brennwert kann entweder arithmetisch oder auf einer stundenbezogenen, volumen- oder mengengewogenen Grundlage berechnet werden, wie in 10.2 beschrieben.

- a) Zuerst wird am Ende jedes Tages oder eines anderen Intervalls innerhalb des Zeitraums zur Energiemengenbestimmung die Energiemenge des Gases berechnet, das Schnittstelle 3 passiert, indem der Mittelwert der gemessenen/bestimmten Einzel-Brennwerte [siehe Formel (6)] bestimmt und mit dem Gasvolumen oder der Gasmenge multipliziert wird, welche(s) Schnittstelle 3 während desselben Zeitraums passiert hat [siehe Formel (7)], wie nachstehend beschrieben.
 - Für diesen Zweck wird der Mittelwert der Einzel-Brennwerte innerhalb 1 h unter Verwendung von Formel (6) bestimmt („stundenbasierte gemittelte Brennwerte“).
 - Diese stundenbasierten gemittelten Brennwerte werden für die Berechnung eines tagesbasierten gemittelten Brennwertes unter Verwendung von Formel (6) oder Formel (8) bei der gewichteten Mittelung verwendet.

— Abschließend wird dieser tagesbasierte gemittelte Brennwert mit dem Gasvolumen oder der Gasmenge multipliziert, welche(s) Schnittstelle 3 während desselben Tages passiert hat.

- b) Zweitens werden am Ende des Zeitraums zur Energiemengenbestimmung die Energiemengen aller Intervalle addiert und durch die Summe aller Gasvolumen/-mengen aus allen Intervallen dieses Zeitraums zur Energiemengenbestimmung dividiert [siehe Formel (8)].

Der resultierende Durchschnittsbrennwert kann für die Berechnung der Energiemenge jeder Schnittstelle 4 des Netzes angewendet werden. Weitere Einzelheiten sind 9.1 zu entnehmen. Praktische Beispiele sind in Anhang F angegeben.

8.2.1.5.2 Gasnetz, das nicht von anderen Gasqualitäten getrennt ist

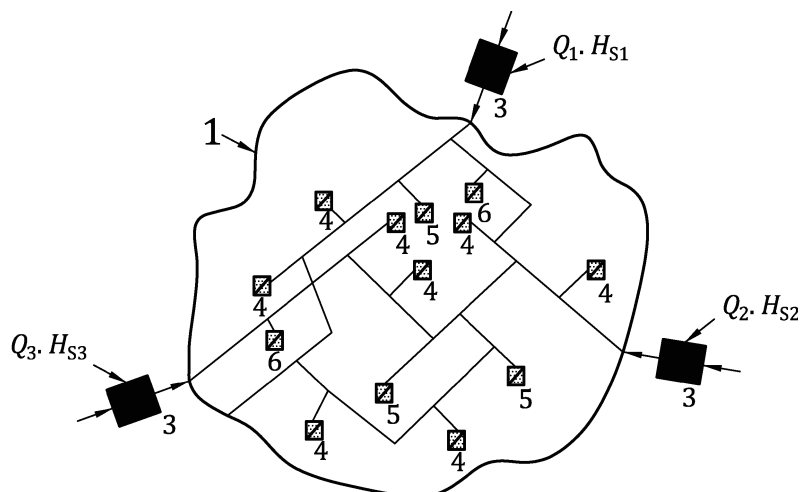
Werden Endabnehmer an Schnittstelle 4 über mehrere Schnittstellen 3 versorgt, sind sämtliche an diesen Schnittstellen 3 gemessenen/bestimmten Brennwerte maßgebend.

Verändern sich diese Brennwerte zeitlich an diesen Schnittstellen, ist eine Messung des Brennwertes an jeder Schnittstelle 4 aus wirtschaftlichen Gründen gewöhnlich nicht möglich, insbesondere, wenn die Versorgungssituation aufgrund örtlicher Bedingungen (d. h. komplizierte Topologie, niedriger Druck) unklar ist. Hauptsächlich aufgrund relativ geringer Gasmengen an jener Schnittstelle 4 sind technische Maßnahmen, wie z. B. Probenahme, Messung des Brennwertes, Zustandsrekonstruktion usw., als Mittel zur Erhöhung der Genauigkeit gewöhnlich nicht zu rechtfertigen.

Werden unterschiedliche Gasqualitäten in ein Gasnetz an mehreren Schnittstellen 3 eingespeist, werden die Brennwerte für die Schnittstellen 4 anhand arithmetisch gemittelter Brennwerte (siehe 9.3.1) oder des folgenden Verfahrens berechnet.

- a) Zuerst wird die Energiemenge für jede Schnittstelle 3 für den Zeitraum zur Energiemengenbestimmung nach 8.2.1.5.1 berechnet.
- b) Anschließend werden die Energiemengen sämtlicher Schnittstellen 3 addiert und durch die Summe aller Gasvolumen/-mengen dieses Zeitraums sämtlicher Schnittstellen 3 dividiert, um den gewichteten mittleren Brennwert des Netzes für diesen Zeitraum zu erhalten.
- c) Weicht keiner der gewichteten mittleren Brennwerte einer beliebigen Schnittstelle 3 um mehr als den zulässigen Wert vom gewichteten mittleren Brennwert des Netzes ab, ist dieser gewichtete mittlere Brennwert des Netzes für die Berechnung der Energiemenge jeder Schnittstelle 4 anwendbar.

Ein praktisches Beispiel ist Bild 10 zu entnehmen.



Legende

1 Abrechnungszone

Bild 10 — Bestimmung eines gewichteten mittleren Brennwertes (Beispiel)

BEISPIEL Eine Abrechnungszone, in der die Bestimmung von Energiemengen erfolgt, wird an den Eingangs-Schnittstellen 3 mit den Gasströmen Q_1 , Q_2 und Q_3 mit den jeweiligen Brennwerten H_{s1} , H_{s2} und H_{s3} versorgt. Diese Brennwerte wurden entweder an den Eingangsstellen gemessen oder an den vorgeschalteten Schnittstellen 1 oder 2 bestimmt und diesen Schnittstellen 3 entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 9 zugeordnet. Anschließend wird der gemittelte Brennwert H zum Zweck zur Energiemengenbestimmung in der Abrechnungszone berechnet, wie vorstehend in 8.2.1.5.1 a) und b) beschrieben.

Für Schnittstellen 5 und 6 kann dieser gemittelte Brennwert auch zum Zweck zur Energiemengenbestimmung genommen oder an diesen Schnittstellen einzeln gemessen werden. Im letzteren Fall müssen bei dem Verfahren zur Energiemengenbestimmung an allen anderen Schnittstellen in der Abrechnungszone die anhand lokaler Messungen des Brennwertes an den Schnittstellen 5 und/oder 6 einzeln bestimmten Energiemengen berücksichtigt werden.

Überschreitet die Abweichung den zulässigen Grenzwert, sind die nationalen Behörden über das Ausmaß der Abweichung und das angewendete Verfahren in Kenntnis zu setzen. Dies ist nicht erforderlich in den außergewöhnlich seltenen Fällen von kurzzeitigen (höchstens eine Woche langen) Abweichungen, verursacht beispielsweise durch Maßnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung.

Kann ein angemessen genaues Verfahren zur Energiemengenbestimmung gewährleistet werden (siehe 8.2.1.5), kann die arithmetische Mittelung der Brennwerte in Betracht gezogen werden. Falls die Differenz zwischen dem gewichteten gemittelten Brennwert an Schnittstelle 3 und dem gewichteten gemittelten Netzbrennwert der Abrechnungszone den zulässigen Wert aufgrund stark veränderlicher Gasqualitäten an den Schnittstellen 3 über- oder unterschreitet, können die folgenden zusätzlichen Maßnahmen innerhalb der Abrechnungszone ergriffen werden. Die Maßnahmen sind erforderlich, um den repräsentativen Brennwert für einzelne Teile des Gasnetzsystems so repräsentativ wie möglich zu bestimmen, beispielsweise unter Anwendung von Probenahmeverfahren, bei denen die Mengen Q_1 , Q_2 und Q_3 und die gemessenen oder berechneten Abnahmestrukturen der nachgeschalteten Schnittstellen 4 bis 6 berücksichtigt werden. In diesen Fällen können unterschiedliche mittlere Brennwerte für die verschiedenen Teile des Systems zur Energiemengenbestimmung berechnet werden, wobei die Brennwerte an den Eingangs-Schnittstellen sowie die durch Probenahmeverfahren bestimmten Brennwerte benutzt werden. Weitere Einzelheiten sind 9.2 zu entnehmen.

8.2.1.6 Schnittstelle 5

Für industrielle Kunden, d. h. Schnittstelle 5, wird der jeweilige Brennwert entweder stromaufwärts durch den Gastransporteur oder durch das lokale Verteilunternehmen bestimmt. Aufgrund der großen Mengen und aus wirtschaftlichen Gründen wird der für Abrechnungszwecke maßgebende Brennwert sehr häufig ebenfalls an dieser Schnittstelle bestimmt. Unter Berücksichtigung der Gasmengen und -drücke erfolgt die Bestimmung von Energiemengen an Schnittstelle 5 analog zur Bestimmung an den Schnittstellen 1 bis 4 (siehe 8.2.1.5.2).

8.2.1.7 Schnittstelle 6

Die Anforderungen für diese Schnittstelle gleichen jenen für Schnittstelle 4. Einzelheiten sind 8.2.1.5.2 zu entnehmen.

8.3 Überprüfungen der Plausibilität

Der erste Schritt zur Energiemengenbestimmung ist die kritische Überprüfung der Plausibilität der gemessenen, übertragenen oder aufgezeichneten Daten. Nichtplausible Daten können beispielsweise verursacht werden durch:

- Fehlfunktion einer Messeinrichtung;
- äußere Einwirkungen, wie z. B. elektromagnetische Felder an Kommunikationsleitungen;
- Ausfall von Aufzeichnungsgeräten usw.

Andere Ursachen für nichtplausible Daten sind sorgfältig zu überprüfen.

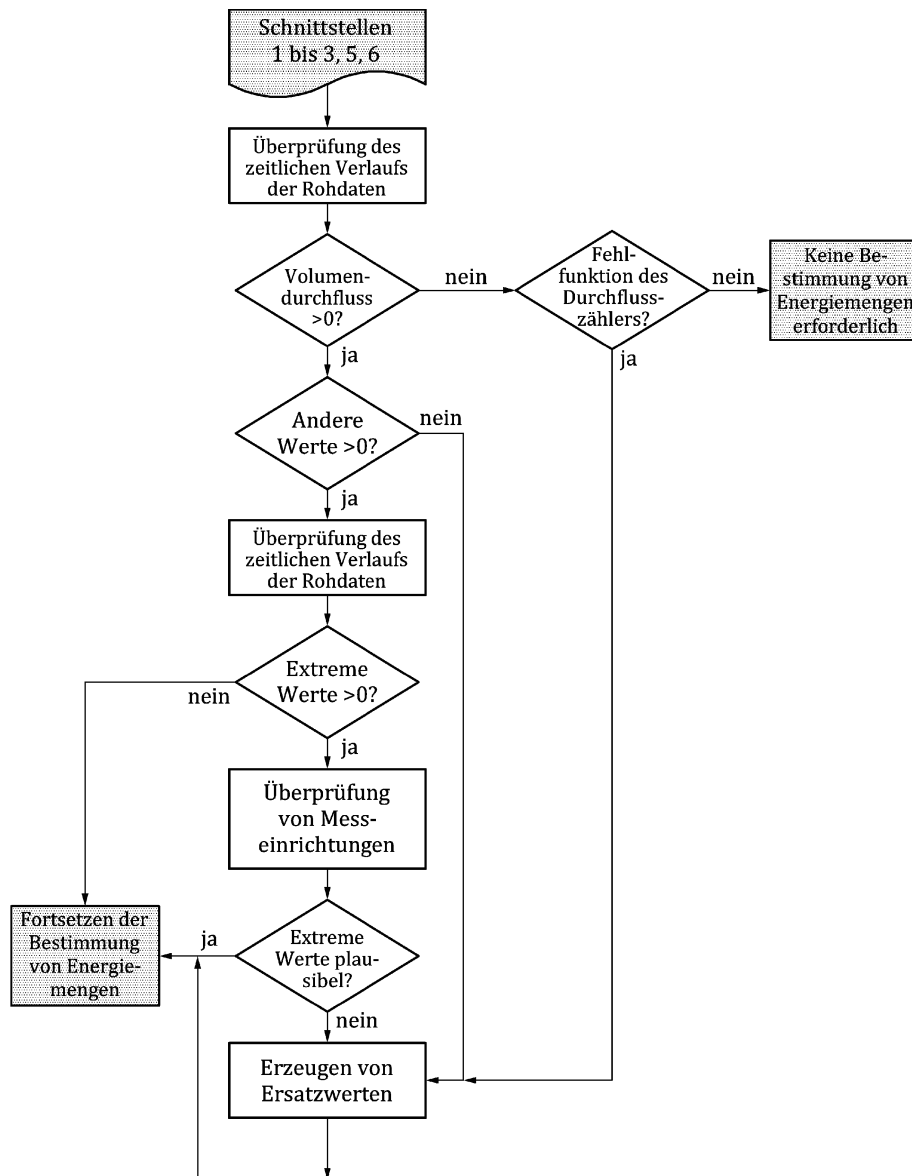


Bild 11 — Überprüfung der Plausibilität von Daten

Das Funktionsdiagramm in Bild 11 stellt dar, wie eine Plausibilitätsüberprüfung formell durchzuführen ist. Ist der Volumendurchfluss gleich „0“, sollte überprüft werden, ob dies wahr ist oder nicht. Sind die Daten trotz vorhandenen Durchflusses gleich „0“, ist offensichtlich ein Problem aufgetreten, wie z. B. eine Fehlfunktion des Mengenmessgerätes oder zugehöriger Einrichtungen wie Signalübertragungseinrichtungen, elektronische Einrichtungen, Datenspeichergeräte oder ähnliche Einrichtungen. Offensichtlich fehlerhafte Daten dürfen nicht verwendet werden. Bei fehlerhaften oder fehlenden Daten müssen geeignete Ersatzwerte (siehe 12.4) festgelegt werden.

Das Kästchen „andere Werte“ meint Messgrößen wie Druck p , Temperatur T , Dichte oder andere. „Extreme Werte“ meint Werte, die am Ende der Skala angezeigt werden.

Ein praktisches Beispiel ist Anhang H zu entnehmen.

9 Zuordnungsverfahren

9.1 Feste Zuordnung

Eine feste Zuordnung eines Brennwertes innerhalb einer Abrechnungszone für Zeiträume der Energiemengenbestimmung kann im Allgemeinen in einfachen, getrennten Netzen erfolgen, sofern die folgenden Bedingungen erfüllt sind.

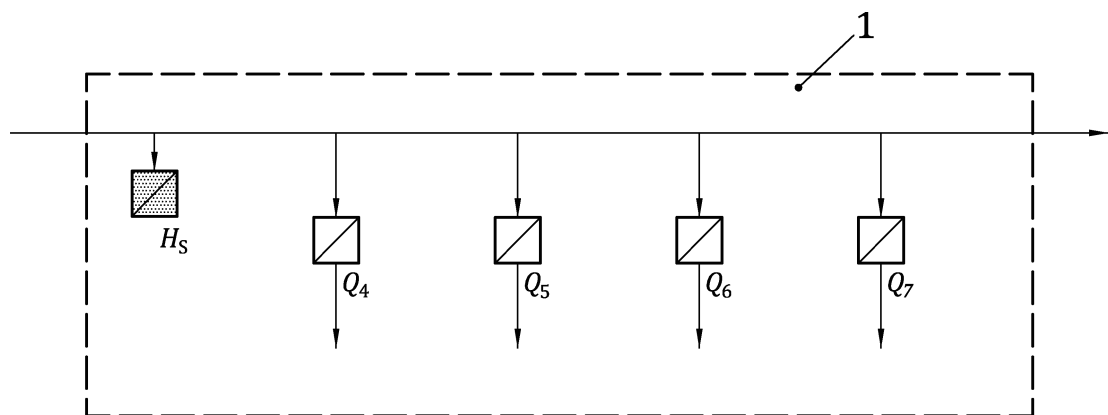
- Die Gasflussrichtung zwischen den Messpunkten für den Brennwert und das Volumen ist konstant.
- Die Schwankung der Gasqualität und die Transportzeit des Gases zwischen den Messpunkten für Brennwert und Menge ist angemessen gering (siehe 10.4 und Bild B.1) innerhalb jenes Zeitraums zur Energiemengenbestimmung. Abschnitt 11 kann angewendet werden, um zu überprüfen, ob die erforderliche Genauigkeit zur Energiemengenbestimmung eingehalten werden kann.

Im Allgemeinen sind die in 9.1.1 und 9.1.2 beschriebenen Verfahren möglich.

9.1.1 Feste Zuordnung eines gemessenen Brennwertes

Der Brennwert wird in einer Brennwertmessanlage gemessen. Die Daten zeigen eine sehr geringe Schwankung der Gasqualität (siehe Bild B.1). Somit ist es gerechtfertigt, den Mittelwert der zuvor gemessenen Brennwerte allen nachgeschalteten Schnittstellen als festen Wert zuzuweisen. Die Zuordnung anhand einer einzelnen Brennwertmessanlage kann wie folgt dargestellt werden.

In Bild 12 ist eine einzelne Gasquelle dargestellt, deren Brennwert H_s an einer Eingangsstelle einer Leitung bestimmt wird, die durch ein(en) Gastransporteur/regionales Verteilunternehmen betrieben wird und das eine Anzahl von Schnittstellen an der Leitung versorgt. Der sämtlichen Schnittstellen zugewiesene Brennwert ist der an der Eingangsstelle bestimmte Wert und wird nicht geändert, um die unterschiedlichen Transportzeiten des Gases zu den verschiedenen Schnittstellen zu berücksichtigen.



Legende

H_s , Q_4 , Q_5 , Q_6 und Q_7 Schnittstellen

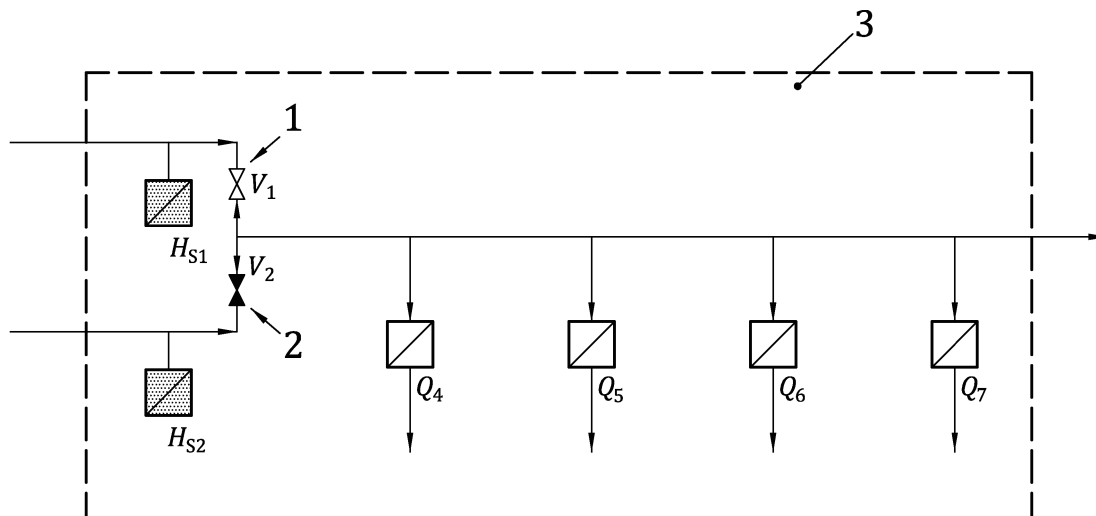
1 Netz zur Energiemengenbestimmung

Bild 12 — Beispiel einer festen Zuordnung für eine Gasqualität – Gasfluss in eine Richtung

Die Zuordnung anhand von zwei oder mehr Brennwertmessanlagen kann wie folgt gezeigt werden.

In Bild 13 ist ein System dargestellt, bei dem ein Gastransporteur die Möglichkeit hat, zwei verschiedene Gase in eine Leitung einzuspeisen. Die zwei Brennwerte H_{s1} und H_{s2} , jeder für eines der zwei Gase, werden

an einem Punkt stromaufwärts der Eintrittsstelle (Eingangsstelle) in die Leitung bestimmt; stromabwärts hinter der Eingangsstelle erfolgt keine Messung des Brennwertes.



Legende

H_{S1} , H_{S2} , Q_4 , Q_5 , Q_6 und Q_7	Schnittstellen
1	Ventil 1
2	Ventil 2
3	Netz zur Energiemengenbestimmung

Bild 13 — Beispiel einer festen Zuordnung für zwei gemessene Gasqualitäten – Gasfluss in eine Richtung

Der Gastransporteur entscheidet sich für die Anwendung einer festen Zuordnung anhand des einen oder des anderen Punkts der Brennwertmessstellen auf der Grundlage, dass:

- jederzeit eine konstante Versorgung aus einer Quelle gewährleistet werden kann;
- eine Gasversorgung zur Transportleitung mit unterschiedlichen Gasqualitäten H_{S1} und H_{S2} , die zu einem Gasgemisch mit einem von H_{S1} und H_{S2} abweichenden Brennwert führt, keinesfalls auftritt (beide Ventile sind niemals gleichzeitig geöffnet);
- die Versorgungszeiträume für jede der unterschiedlichen Gasqualitäten aufgezeichnet werden; und
- für Zuordnungszwecke der Brennwert, entweder H_{S1} oder H_{S2} , für nachgeschaltete Schnittstellen für denselben Versorgungszeitraum verwendet wird.

9.1.2 Feste Zuordnung eines deklarierten Brennwertes

Der Brennwert wird als im Zeitverlauf angemessen konstant innerhalb eines Zeitraums zur Energiemengenbestimmung angenommen. Der Brennwert wird für Überprüfungszwecke in einer Brennwertmessanlage gemessen. Die gewonnenen Daten bestätigen, dass die Schwankung der Gasqualität sehr gering ist (siehe Bild B.1). Somit ist es gerechtfertigt, einen Brennwert zu deklarieren und diesen Wert allen nachgeschalteten Schnittstellen zuzuordnen.

BEISPIEL Ein lokales Verteilunternehmen (LDC) verfügt über ein Gasnetz, das mehrere Kunden, wie Haushaltskunden, kommerzielle und kleine industrielle Verbraucher, versorgt. Es gibt einige Schnittstellen mit Eingangsstellen in ein Gasnetz, die mit Gas aus einer einzelnen Leitung versorgt werden. Der Brennwert des durch die

Leitung strömenden Gases weist nur geringe Schwankungen auf, ausgenommen bei Spitzenbedarfszeiten im Winter, wenn der Brennwert um bis zu 1 % im Verhältnis zum mittleren Brennwert steigen kann.

Das LDC entscheidet sich für eine feste Zuordnung eines deklarierten Brennwertes für alle Schnittstellen in seinem Gasnetz; der Brennwert wird für einen Zeitraum deklariert auf der Grundlage, dass:

- der ermittelte Brennwert des an die Kunden gelieferten Gases im Durchschnitt gleich oder höher ist als der deklarierte Brennwert (gerundet auf 0,1 MJ/m³);
- der mittlere Brennwert des an die Kunden gelieferten Gases berechnet wird durch Mittelung des kleinsten Brennwertes des Gases für jeden Tag im deklarierten Zeitraum;
- die Brennwerte aller Gase, die in das Netz eintreten, täglich bestimmt werden und
- wenn für irgendeinen Zeitraum der ermittelte Brennwert unter den deklarierten Brennwert fällt, das LDC den deklarierten Wert für den nachfolgenden Zeitraum so revidiert, dass über zwei Abrechnungszeiträume der ermittelte (Brenn)Wert gleich oder höher ist als der gemittelte deklarierte Wert.

9.2 Variable Zuordnung

Insbesondere in offenen Gasnetzen können die Gasqualitäten an den Schnittstellen zeitlich erheblich schwanken (siehe Bild B.3). In diesem Fall sind die Anforderungen für eine feste Zuordnung nicht länger anwendbar und es ist erforderlich, das Verfahren für die Zuordnung/Berechnung anzupassen, so dass es für die zeitlich sich ändernden Bedingungen geeignet ist. Die Wahl eines geeigneten Zuordnungsverfahrens ändert sich in Abhängigkeit von den Änderungen der Gasmengen an den Einspeisestellen sowie infolge von Änderungen in den Abnahmestrukturen an den nachgeschalteten Schnittstellen. Daher müssen sorgfältige Verfahren für die variable Zuordnung der Brennwerte angewendet werden. Es gibt zwei unterschiedliche Situationen, die allgemein unterscheiden werden müssen; sie sind in 9.2.1 und 9.2.2 beschrieben.

9.2.1 Einspeisung an zwei oder mehr unterschiedlichen Anlagen mit Nullflussspunkt

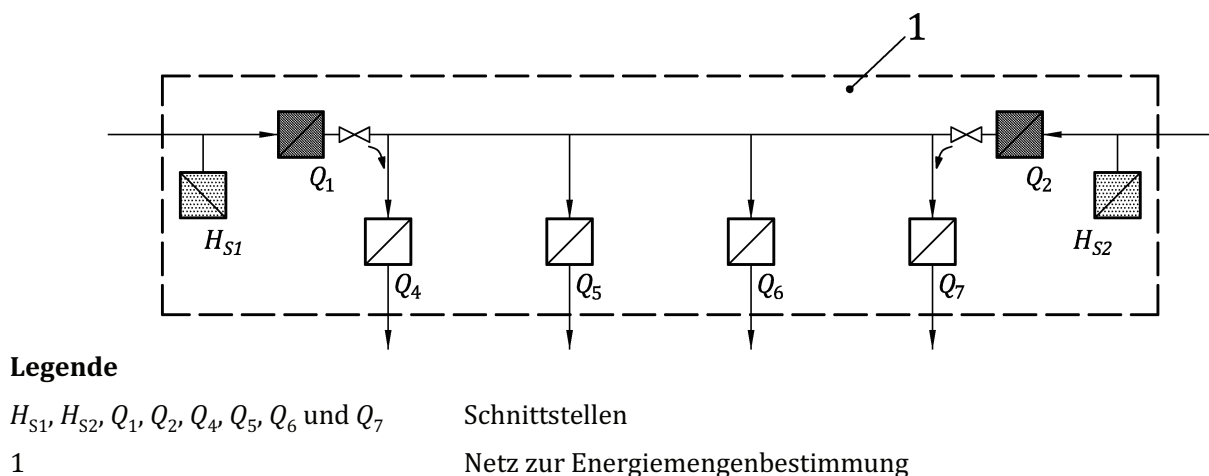


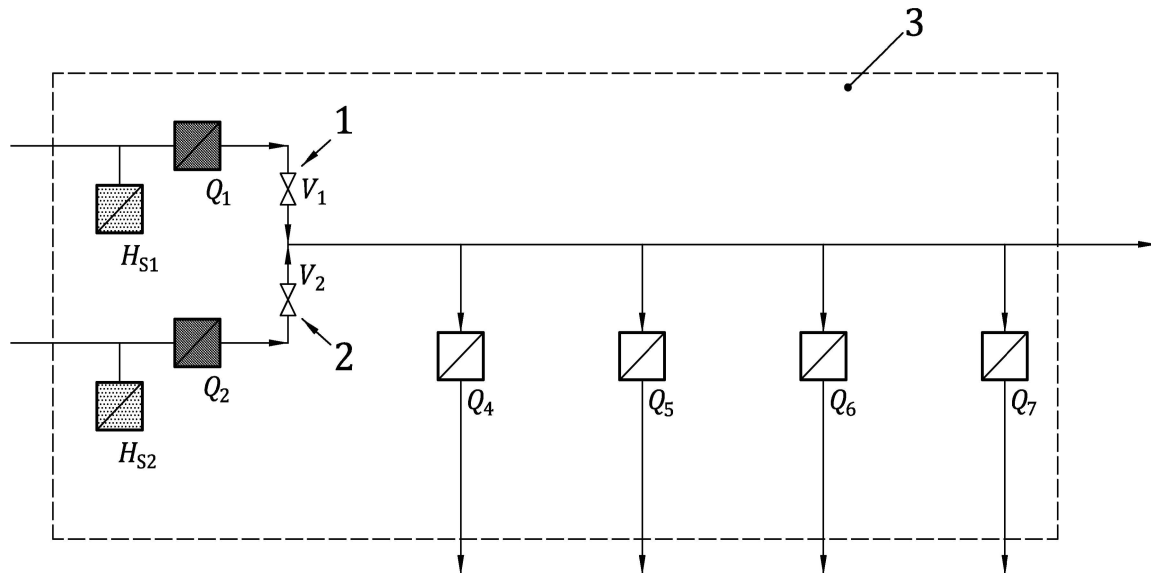
Bild 14 — Variable Zuordnung – Beispiel für zwei gemessene Gasqualitäten und bidirektionale Gasflüsse

BEISPIEL Für einen Zeitraum zur Energiemengenbestimmung (siehe Bild B.3) entsprechend Bild 14 durchströmen unterschiedliche Gasmengen und Gasqualitäten die Schnittstellen 1 und 2 (Einspeisestellen). Der definierte Nulldurchflussspunkt kann zwischen zwei Schnittstellen liegen (z.B. zwischen zwei benachbarten Schnittstellen oder zwischen einer Einspeisestelle und einer benachbarten Schnittstelle). Entsprechend den Entnahmestrukturen an den Schnittstellen 4 bis 7 kann Gas mit dem Brennwert H_{S1} die Schnittstellen 4 und 5 versorgen, während Gas mit dem Brennwert H_{S2} Schnittstelle 7 versorgen kann. Ein Gemisch aus Gas von den Schnittstellen 1 und 2 kann Schnittstelle 6 versorgen. Somit kann der Brennwert H_{S1} den Schnittstellen 4 und 5 und der Brennwert H_{S2} der Schnittstelle 7 zugewiesen werden. Bei Schnittstelle 6 kann der repräsentative Brennwert entweder an jener Schnittstelle gemessen oder unter Berücksichtigung der Teilgasmengen Q_1 an Schnittstelle 1 und Q_2 an Schnittstelle 2 sowie der entsprechenden Brennwerte H_{S1} und H_{S2} unter Anwendung von mengengewogener oder

arithmetischer Mittelwertbildung berechnet werden (siehe 10.2.2). Der Nulldurchfluss in der Hauptleitung kann an oder zwischen den Schnittstellen 4 bis 7 liegen.

Für den Zeitraum, in dem der definierte Nullflusspunkt eine feste Position innerhalb des Netzes hat, können jeder Schnittstelle Brennwerte auf der Grundlage der Gasflüsse von den Einspeisestellen zu den jeweiligen Schnittstellen zugeordnet werden.

9.2.2 Einspeisung an zwei oder mehr unterschiedlichen Stellen mit vermischten Gasflüssen



Legende

H_{S1} , H_{S2} , Q_1 , Q_2 , Q_4 , Q_5 , Q_6 und Q_7	Schnittstellen
1	Ventil 1
2	Ventil 2
3	Netz für die Energiemengenbestimmung

Bild 15 — Variable Zuordnung – Beispiel für zwei gemessene Gasqualitäten und Gasfluss in eine Richtung

BEISPIEL Während eines Zeitraums zur Energiemengenbestimmung werden die Menge Q_1 an Schnittstelle 1 mit dem Brennwert H_{S1} und die Menge Q_2 an Schnittstelle 2 mit dem Brennwert H_{S2} gemessen. Die zwei Brennwerte unterscheiden sich stets voneinander und können sich auch während des Zeitraums zur Energiemengenbestimmung ändern. Aufgrund dieser Situation kann beispielsweise an Schnittstelle 4 bei der Zuordnung des Brennwertes für die Schnittstellen 4 bis 7 ein Muster des resultierenden Brennwertes für die jeweiligen Schnittstellen 4 bis 7 auftreten, das mit der Darstellung in Bild B.3 vergleichbar ist.

Sind die Brennwertmessenanlagen H_{S1} und H_{S2} weit von den Schnittstellen Q_4 bis Q_7 entfernt, muss die Laufzeit des Gases von diesen Messanlagen H_{S1} und H_{S2} zu den Schnittstellen Q_4 bis Q_7 zusätzlich berücksichtigt werden; dabei kann es sich um Stunden oder Tage handeln. Eine Berechnung erfolgt auf der Grundlage der Mengen Q_4 bis Q_7 , der jeweiligen Drücke sowie der Querschnittsfläche der Leitung, einschließlich des Leitungsinhaltes.

Ein mengengewogener gemittelter Brennwert muss an den Mischpunkten hinter Ventil 1 und Ventil 2 für den Zeitraum zur Energiemengenbestimmung berechnet werden für die Gasmengen Q_4 bis Q_7 , die die jeweiligen Schnittstellen 4 bis 7 versorgt haben, wobei die Laufzeiten von den Brennwertmessenanlagen für H_{S1} und H_{S2} bis zum Mischpunkt zu berücksichtigen sind.

9.3 Bestimmung des repräsentativen Brennwertes

Die Genauigkeit des bestimmten repräsentativen Brennwertes ist von der Vollständigkeit und Genauigkeit der Daten sowie der Topologie des Gasnetzes abhängig. Für die Ermittlung des repräsentativen Brennwertes am Mischpunkt wird der Brennwert unter Verwendung der Gasmengen und Gasqualitäten berechnet. Um den repräsentativen Brennwert zu erhalten, können die Laufzeiten von den Einspeisestellen bis zum Mischpunkt wie auch die Laufzeit zu den nachgeschalteten Schnittstellen berücksichtigt werden. Für die Ermittlung des repräsentativen Brennwertes für den Zeitraum zur Energiemengenbestimmung an jeder Schnittstelle können in allen Fällen, ausgenommen bei fester Zuordnung, die in 9.3.1, 9.3.2 und 9.3.3 angegebenen Verfahren angewendet werden.

9.3.1 Arithmetisch gemittelter Brennwert

Für eine Einspeiseschnittstelle wird ein arithmetisch gemittelter Brennwert für den Zeitraum der Energiemengenbestimmung berechnet, indem die Summe der periodischen Einzel-Brennwertmessungen an der Einspeiseschnittstelle durch die Anzahl der Brennwertmessungen dividiert wird (siehe 10.2.1).

9.3.2 Mengengewogener mittlerer Brennwert

Für eine Einspeise-Schnittstelle wird ein mengengewogener mittlerer Brennwert an dieser Schnittstelle für die nachgeschalteten Schnittstellen (siehe 10.2.2) für den Zeitraum der Energiemengenbestimmung berechnet.

9.3.3 Verfolgung der Gasbeschaffenheit

Werden Gase mit unterschiedlichen Brennwerten in ein Netz eingespeist, werden Misch- und Übergangszonen gebildet, die sich durch häufige Änderung der Gasbeschaffenheit während des Gastransports und der Gasverteilung auszeichnen. Wird das Gas auf Grundlage eines Durchschnittsbrennwertes abgerechnet, kann das zu unannehmbaren Unsicherheiten führen. Nach 8.2.1.1., zweiter Absatz, kann es aus wirtschaftlichen Gründen nicht gerechtfertigt sein, den Brennwert an allen Schnittstellen (Ausspeisestellen) des Netzes mit kalibrierten Instrumenten zu messen oder den Brennwert durch Konditionierung anzupassen, sondern die Gasbeschaffenheitsverfolgung anzuwenden.

In diesem Zusammenhang wird in diesem Abschnitt das Verfahren der Gasbeschaffenheitsverfolgung zur Bestimmung von Brennwerten an allen Schnittstellen (Ausspeisestellen) beschrieben, das zur Abrechnung von Endkunden eingesetzt werden kann.

Vor seiner Anwendung ist ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung Gegenstand eines Validierungsverfahrens. Dieses beinhaltet den Nachweis, dass das System den Abweichungsgrenzkriterien für den Brennwert entspricht.

9.3.3.1 Beschreibung

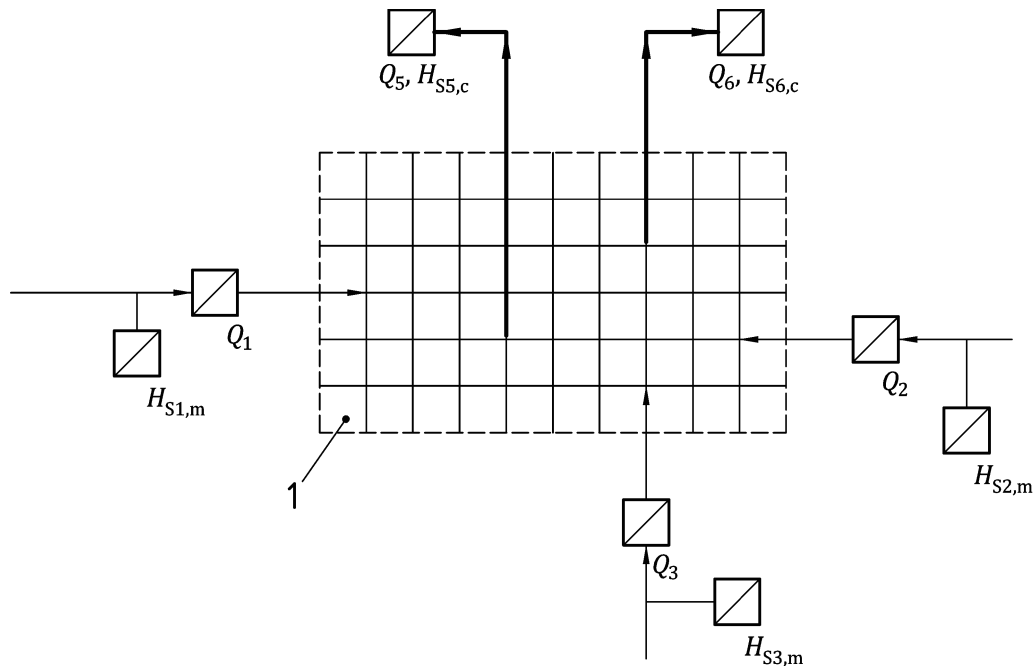
Die Anwendung eines Systems zur Gasbeschaffenheitsverfolgung erfordert genaue Informationen über die Netztopologie (einschließlich der Rohrlänge, des Rohrdurchmessers und der Rauigkeit der Rohre), über Brennwerte oder zusätzliche Gasbeschaffenheitseigenschaften an den Schnittstellen (Einspeisestellen) und über Gasmengen an allen Ein- und Ausspeisestellen, zum Beispiel entsprechend Bild 14 und Bild 15. Zusätzliche Daten wie gemessene Netzdrücke können auch zur Berechnung herangezogen werden, um die Bestimmung des volumetrischen Durchflusses durch das Netz zu unterlegen. Die Brennwerte an den Einspeisestellen können entweder durch kalibrierte Messinstrumente (wie zum Beispiel Prozessgaschromatografen) oder durch ein Gasbeschaffenheitsverfolgungssystem im vorgeschalteten Netz bestimmt werden. Gemessene Brennwerte sollten als stündliche Mittelwerte zur Verfügung stehen. Brennwerte, die durch ein vorgelagertes System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung ermittelt werden, können als stündlicher oder täglicher Mittelwert zur Verfügung stehen. Volumetrische Daten sollten auf stündlicher Grundlage zur Verfügung stehen. Gasmengen müssen mit volumetrischen Messgeräten an den Schnittstellen (Einspeisestellen) gemessen werden. An den Ausspeisestellen können Gasmengen auch durch sogenannte

Standardlastprofile bestimmt werden, siehe ein Beispiel dazu in K.2. Das trifft insbesondere auf regionale Netze der Gasverteilung zu, in denen häufig keine Volumenmessgeräte an den entsprechenden Schnittstellen installiert sind (z. B. an den Ausspeisestellen zu nach gelagerten Gasnetzen).

Auf Grundlage dieser Eingabedaten können die Durchflussbedingungen im gesamten Netz mittels einer Durchflussberechnung bestimmt werden. Diese beinhaltet die Bestimmung der Fließgeschwindigkeiten und die temporäre sowie geografische Verteilung der Gasbeschaffenheit innerhalb des gesamten Netzes. Auf dieser Grundlage kann ein individueller Brennwert jeder Schnittstelle (Ausspeisestelle) zugeordnet werden. Hinsichtlich der kleinsten Zeiteinheit der Eingabedaten (Volumina auf Stundenbasis) sollte die Berechnung zumindest in Stundenabständen durchgeführt werden. Die für jede Ausspeisestelle repräsentativen Eigenschaften der Gasbeschaffenheit – z. B. für den Monatsbrennwert – müssen als volumetrisch gewichteter Mittelwert auf Grundlage stündlicher Werte bestimmt werden.

Sind nachgeschaltete Netze der Gasverteilung – insbesondere in hinsicht auf Schnittstellen 2 und 3 – an das Netz angeschlossen, in dem Gasbeschaffenheitsverfolgung eingesetzt wird, muss überprüft werden, um zu bestimmen, zu welchem Ausmaß die Schnittstellen (Einspeisestellen) hydraulisch verbunden (vernetzt) sind. Im Fall einer solchen Vernetzung müssen die Unterschiede im Brennwert des Gases überprüft werden, um zu bestimmen, ob ein gemittelter Brennwert an den nachfolgenden Schnittstellen 2 oder 3 (nachgeschaltetes Gasnetz) zur Anwendung kommen kann.

Die für die bestimmten Gasbeschaffenheitseigenschaften (z. B. für den Brennwert) erforderliche Zeiteinheit ist abhängig vom festgelegten Abrechnungszeitraum. Üblich ist die Bestimmung der Gasbeschaffenheitseigenschaften als volumengewichteter monatlicher Mittelwert. In bestimmten Fällen kann es erforderlich sein, die Ergebnisse als Tages- oder Stundenmittelwert anzugeben, zum Beispiel für Kunden mit Abrechnungsverträgen auf zeitlicher Grundlage oder falls die Gasbeschaffenheitseigenschaften als Eingabevariablen für ein nachgeschaltetes System der Gasbeschaffenheitsverfolgung eingesetzt werden. In dieser Hinsicht ist anzumerken, dass die Verifizierung der Einhaltung von Grenzwerten wie im Nachgang beschrieben in jedem Fall sich auf die entsprechende zeitliche Grundlage bezieht.



Legende

Q_1, Q_2, Q_3, Q_5 und Q_6 Schnittstellen
1 Netzmodell

**Bild 16 — Beispiel eines Schemas zur Verfolgung der Gasqualität
auf der Grundlage von Zustandsrekonstruktion**

9.3.3.2 Validierung

Der Zweck der Validierung ist der Nachweis, dass das angewandte Verfahren den Toleranzgrenzwerten für den Brennwert und, sofern zutreffend, für andere Gasbeschaffenheitseigenschaften, entspricht.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Genauigkeit eines Systems zur Gasbeschaffenheitsverfolgung sehr von der Qualität der Eingabedaten abhängt. Insbesondere Daten zum Gasvolumen haben einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis der Berechnung. Im Allgemeinen wird erwartet, dass ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung im Einsatz in Netzen, in denen alle Schnittstellen (Ein- und Ausspeisestellen) mit kalibrierten Messgeräten gemessen werden (wie in Gastransportnetzen üblicherweise der Fall), eine größere Genauigkeit erreicht, als wenn Gasvolumina an den Ausspeisestellen bestimmt werden, z. B. zu einem großen Anteil auf Grundlage von Standardlastprofilen (wie es im Fall von Gasverteilungsnetzen der Fall sein kann). Deshalb ist es erforderlich, ein Validierungsverfahren wie im Folgenden beschrieben anzuwenden, um die Unsicherheit und Richtigkeit des Systems auszuwerten.

9.3.3.3 Hauptvalidierung zur Inbetriebnahme

Bevor ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung für die Abrechnung eingesetzt wird, muss eine grundlegende Validierung des Systems durchgeführt werden. Die Validierung kann als Berechnung der Unsicherheit in Kombination mit Vergleichsmessungen mit geeigneten Messgeräten für die Gasbeschaffenheit durchgeführt werden. Ein mögliches Verfahren zur Bestimmung der Unsicherheit ist im informativen Anhang K.4 beschrieben.

Messunsicherheit kann durch Vergleichsmessungen mit geeigneten Messgeräten für die Gasbeschaffenheit (z. B. Prozessgaschromatografen) nachgewiesen werden. Es können sowohl mobile als auch ortsfeste Messgeräte verwendet werden. Alternativ dazu können Gasprobenahmetechniken (siehe 6.3.1) eingesetzt werden. Die geeigneten Messorte müssen in Anbetracht der erwarteten Durchflussgegebenheiten gewählt werden. Messungen müssen bevorzugt an Ausspeisestellen durchgeführt werden, an denen Schwankungen

der Gasbeschaffenheit und Mischungen verschiedener Gasbeschaffenheiten zu erwarten sind. An diesen Ausspeisestellen können höhere Unsicherheiten erwartet werden.

Die Messunsicherheit muss als verifiziert betrachtet werden, wenn die Abweichungen der Gasbeschaffenheitseigenschaften über die Messzeitraum innerhalb der zulässigen Abweichungen liegen.

Ist eine Berechnung der Unsicherheit nicht möglich, sind komplexere Validierungsverfahren mit Messungen erforderlich

9.3.3.4 Regelmäßige Validierung während des Betriebs

Die Messunsicherheit muss auch in regelmäßigen Abständen während des Betriebs verifiziert werden.

Die in K.4 beschriebene Unsicherheitsberechnung sollte so oft wie notwendig wiederholt werden, insbesondere bei Änderungen der Netztopologie oder der Betriebsweise des Netzes. Regelmäßige monatliche Unsicherheitsberechnungen werden, sofern der Aufwand zu rechtfertigen ist, empfohlen.

Vergleichsmessungen mit geeigneten Gasbeschaffenheitsmessgeräten müssen ebenfalls in regelmäßigen Abständen wiederholt werden. Die Häufigkeit der Vergleichsmessungen hängt von unterschiedlichen Faktoren einschließlich der Komplexität des Netzes und der berechneten Messunsicherheiten ab. Nach der Ab- und Inbetriebnahme wird eine Durchführung der Messungen mindestens einmal jährlich empfohlen. Liegt ausreichende Betriebserfahrung vor, kann der Messabstand ausgedehnt werden.

9.3.3.5 Software und Datenverarbeitung

Allgemeine Anforderungen sind in 12.1 angegeben. Die für die Gasbeschaffenheitsverfolgung eingesetzte Software muss sicherstellen, dass jegliche zufällige, beabsichtigte oder unbeabsichtigte Beeinflussung der Ergebnisse vermieden wird. Das kann zum Beispiel durch Absicherung aller Berechnungswege (Berechnungsgrundlage, Computing kernel) durch Summenabgleich (Check sum). Die Reproduzierbarkeit der Berechnungsergebnisse muss ebenfalls abgesichert sein.

Die Gasbeschaffenheitsbestimmungssoftware muss die folgenden Anforderungen entsprechen:

- Die verwendete Software (Berechnungsgrundlage) einschließlich variabler Parameter muss durch einen Summenabgleich klar identifiziert werden.
- Die Berechnungsgrundlage darf nach dem Genehmigungsverfahren nicht mehr durch den Hersteller oder Betreiber verändert werden. Jegliche Änderung dieser Art muss genehmigt werden.
- Bei der Datenausgabe über Bildschirm oder in Ergebnisberichten müssen (genehmigte) für die Gasabrechnung relevante Daten deutlich identifiziert werden.
- Änderungen der Netztopologie müssen von der Software in stündlicher Auflösung berücksichtigt werden.

Alle Eingabe- und Ergebnisdaten müssen für mindestens ein Jahr gespeichert werden. Es müssen Maßnahmen getroffen werden, jegliche bereits gewonnene Daten für Abrechnungszwecke zu jedem Zeitpunkt durch Neuberechnung reproduzieren zu können.

9.3.3.6 Dokumentation

Die folgende Dokumentation muss bereitgestellt werden:

- Gesamtplan des Gasnetzes mit Angabe von Ein- und Ausspeisestellen sowie relevanter topologischer Elemente (Ventile, Regeleinrichtungen, u.s.w.).

- Liste aller Gasbeschaffenheits- und Gasmengennmessgeräte, die für das System relevant sind.
- Betriebsanleitungen, herausgegeben vom Anbieter der eingesetzten Gasbeschaffenheitsverfolgungssoftware.
- Prüfbericht der grundlegenden Validierung und regelmäßigen Verifizierung.
- Verfahrensanweisung des Betreibers für den Betrieb des Systems.
- Qualitätssicherungsverfahren für die Gasbeschaffenheitsgeräte, die zur Validierung nach 9.3.3.2 eingesetzt werden.

10 Berechnung von Energiemengen

10.1 Allgemeine Formeln für Energie

Entsprechend Bild 2 beruht die Bestimmung von Energiemengen eines Gasflusses auf zeitlich veränderlichen Messgrößen:

Momentaner Durchfluss $q = q(t)$

Momentaner Brennwert $H = H(t)$

Zur Bestimmung des Energieflusses $e(t)$ ist die grundlegende Differenzialformel in Formel (1) angegeben:

$$e(t) = H(t) \cdot q(t) \quad (1)$$

Die Energiemenge $E(t_j)$ innerhalb eines Zeitraums t_0 bis t_j (z. B. innerhalb eines Zeitraums der Energiemengenbestimmung; siehe Bilder B.1 bis B.3) wird durch Integration der Formel (1) von Zeit t_0 bis Zeit t_j berechnet und ergibt $E(t_j)$ entsprechend Formel (2):

$$E(t_j) = \int_{t_0}^{t_j} e(t) dt = \int_{t_0}^{t_j} H(t) \cdot q(t) dt \quad (2)$$

ANMERKUNG Bei einem über 24 h oder einen Tag gemessenen Gasfluss beispielsweise wird $E(t_j)$ zu $E(24)$ entsprechend der Energiemenge für diesen Zeitraum.

Der kürzeste Zeitraum zur Energiemengenbestimmung für Abrechnungszwecke beträgt 1 h oder das Vielfache dieses Wertes (d. h. Tage, Wochen, Monate, ein Jahr).

Bei der Energiemengenbestimmung innerhalb 1 h sind die folgenden zwei Verfahren möglich (siehe auch 7.2.2.1 und 7.2.2.2):

- Multiplikation der berechneten Menge unter Referenzbedingungen mit dem gemittelten berechneten Brennwert der selben Stunde;
- In-situ-Energiemengenberechnung in dem Mengenumwerter unter Verwendung der aktuell gemessenen Größen zur Energiemengenberechnung auf der Grundlage der Berechnung von Q_r und H_r , mit anschließender Summierung dieser Einzel-Energiemengen für 1 h.

Die entsprechenden Stundenwerte können anschließend addiert werden, um Tages-, Monats- oder Jahreswerte zu erhalten.

Berechnungsformeln:

Ein kurzes Zeitintervall Δt wird so festgesetzt, dass der Brennwert $H(t)$ als konstante Messgröße H_{const} angenommen werden kann. In der Praxis entspricht H_{const} dem Ergebnis von Messgeräten, die den letzten gemessenen Wert zwischen Messzyklen periodisch ermitteln und auswerten.

Zur Vereinfachung des Prozesses kann der Zeitraum von t_0 bis t_j in j Zeitintervalle unterteilt werden, um der Annahme zu entsprechen, wie in Formel (3) angegeben:

$$E(t_j) = H_{\text{const},1} \times \int_{t_0}^{t_1} q(t) dt + H_{\text{const},2} \times \int_{t_1}^{t_2} q(t) dt + L + H_{\text{const},j} \times \int_{t_{j-1}}^{t_j} q(t) dt \quad (3)$$

Die Integrale in Formel (3) entsprechen den transportierten Gasmengen Q innerhalb der jeweiligen Zeitintervalle Δt ; diese können durch Integration des tatsächlichen Gasflusses über der Zeit t berechnet werden, wie in Formel (4) angegeben:

$$Q(t) = \int q(t) dt \quad (4)$$

In der Praxis ergeben Messsysteme jedoch die Menge Q direkt als Ergebnis einer Messung.

Daher kann Formel (4) als Formel (5) umgeschrieben werden:

$$E(t_j) = \sum_{m=1}^j E_m = (H_{\text{const},1} \times Q_1) + (H_{\text{const},2} \times Q_2) + K + (H_{\text{const},j} \times Q_j) = \sum_{m=1}^j (H_{\text{const},m} \times Q_m) \quad (5)$$

Formel (5) kann für jeden beliebigen Zeitraum zur Energiemengenbestimmung verwendet werden, d. h. von 1 h bis zu Tagen oder Monaten.

Der monatliche Mittelwert für die Berechnung der Wärmemenge beispielsweise kann anhand von Tageswerten berechnet werden.

Zur praktischen Anwendung der Ermittlung von Energiemengen nach dem vorgenannten Verfahren siehe Anhang D.

10.2 Berechnung gemittelter Werte — Berechnung anhand von Durchschnittsbrennwerten und kumulierter Volumina

Ist der Brennwert während des Zeitraums t_0 bis t_n konstant (siehe Bild B.1), ist keine spezielle Berechnung erforderlich; ändert sich der Brennwert während dieses Zeitraums, werden die in 10.2.1 und 10.2.2 beschriebenen Verfahren zur Berechnung des geeigneten Brennwertes angewendet (siehe Bilder B.2 und B.3).

10.2.1 Arithmetisches Mittel des Brennwertes

In der Praxis wird der Brennwert häufig an einem repräsentativen Punkt des Leitungsnetzes gemessen und Volumenmessanlagen an anderen Stellen zugeordnet. Somit wird das arithmetische Mittel des Brennwertes H_{arith} von n Einzelmessungen abgeleitet, wie in Formel (6) angegeben:

$$H_{\text{arith}} = \sum_{m=1}^j H_m / j \quad (6)$$

Formel (5) kann vereinfacht werden, wenn die einzelnen Glieder $H_{\text{const},m}$ dem arithmetischen Mittelwert H_{arith} ähnlich sind, wie in Formel (7) angegeben:

$$E = H_{\text{arith}} \times Q \quad (7)$$

10.2.2 Mengengewogener Mittelwert des Brennwertes

Wird die Energiemenge der von Zeit t_0 bis t_n transportierten Gasmenge ins Verhältnis zur während desselben Zeitraums transportierten Gasmenge $Q(t_n)$ gesetzt, ist der sogenannte „mengengewogene Mittelwert des Brennwertes“ durch Formel (8) angegeben unter Berücksichtigung von Formel (5):

$$H(t_j) = \frac{E(t_j)}{Q(t_j)} = \frac{\sum_{m=1}^j H_{\text{const},m} \times Q_m}{\sum_{m=1}^j Q_m} \quad (8)$$

Jeder der j Einzel-Brennwerte $H_{\text{const},m}$ wird durch die jeweilige Menge Q_m gewichtet.

Praktische Beispiele sind Anhang F zu entnehmen.

10.3 Volumen und Volumen-Masse-Umwertungen

Sind Gasbeschaffenhheitsdaten für Umwertungszwecke an den Schnittstellen erforderlich, müssen sich diese Daten auf den Gasfluss an jenen Schnittstellen beziehen, z.B. durch Messung an der geeigneten Brennwertmessanlage. Wird der Brennwert in Volumeneinheiten ausgedrückt und die Gasmenge in Masseneinheiten gemessen, ist der Brennwert von Volumeneinheiten in Masseneinheiten umzurechnen.

Eine allgemeine Beschreibung ist Anhang C zu entnehmen. Zu praktischen Beispielen auf der Grundlage physikalischer Eigenschaften siehe Abschnitt E.1; zu praktischen Beispielen auf der Grundlage des Gasverbrauchs siehe Abschnitt E.2.

10.4 Bestimmung von Energiemengen auf der Grundlage deklarerter Brennwerte

Um eine praktische und einfache Bestimmung von Energiemengen hauptsächlich an Schnittstelle 4 zu ermöglichen, die aber auch für die Schnittstellen 5 und 6 anwendbar ist (siehe Bilder 3 und 4), kann ein Brennwert in einem Zeitraum zur Bestimmung von Energiemengen für eine Abrechnungszone mit einem Satz unterschiedlicher Schnittstellen deklariert werden. Vor dem Verfahren zur Bestimmung von Energiemengen ist der deklarierte Brennwert anhand des mengengewogenen mittleren Brennwertes zu bestimmen. Beträgt der Zeitraum zur Energiemengenbestimmung beispielsweise ein Jahr, wird der Brennwert für jeden Monat als mengengewogener oder arithmetischer Mittelwert bestimmt. Zu Beginn des Monats, in dem die Bestimmung von Energiemengen erfolgt, wird der mengengewogene Jahresmittelwert unter Verwendung der Mittelwerte der letzten 12 Monate berechnet, wobei die monatlichen Entnahmemengen des/der jeweiligen Kunden berücksichtigt werden.

Für längere Zeiträume zur Energiemengenbestimmung ist der Monat, in dem die Bestimmung von Energiemengen erfolgt, nicht bei der Berechnung des Mittelwertes zu berücksichtigen.

Ein deklarerter Brennwert wird vom LDC beim Verfahren zur jährlichen Energiemengenbestimmung festgesetzt. Die Differenz zwischen dem deklarierten Brennwert und dem tatsächlichen Mittelwert sollte jährlich bewertet werden. Beträgt die Differenz mehr als 1 %, sollte der tatsächliche Mittelwert verwendet werden. Es ist wichtig, dass über einen längeren Zeitraum keine signifikanten systematischen Abweichungen zwischen dem deklarierten und den berechneten Durchschnittsbrennwerten besteht.

Ein praktisches Beispiel ist Anhang B zu entnehmen.

11 Genauigkeit der berechneten Energie

11.1 Genauigkeit

11.1.1 Die Genauigkeit der beim Durchströmen einer bestimmten Schnittstelle bestimmten Energiemenge ist eine Kombination aus:

- Unsicherheiten und
- systematischen Abweichungen.

11.1.2 Unsicherheiten können zwei Ursachen haben:

- Unsicherheit der für die Bestimmung von Energiemengen durchgeführten Messungen von Gasmenge und Brennwerten;
- Variabilität der gemessenen Parameter (von besonderer Bedeutung, wenn der numerische Wert des bei der Bestimmung der Energiemengen verwendeten Parameters durch ein Verfahren anhand von Messwerten erzielt wird).

Unsicherheiten können quantifiziert, aber nicht beseitigt werden.

11.1.3 Systematische Abweichungen resultieren aus systematischen Unterschieden zwischen der tatsächlichen Menge sowie dem Brennwert, der bei der Energiemengenberechnung an einer Gasmessanlage verwendet wurde, und den wahren Werten für jene Parameter.

Eine mögliche systematische Abweichung der bestimmten Energiemenge hat eine Reihe von Ursachen, wie z. B.:

- ein Fehler in einem Kalibrierfaktor, der nachfolgende Messungen beeinflusst;
- Verwendung fester Faktoren, beispielsweise bei der Umwertung gemessener Gasvolumen in das entsprechende Volumen unter Referenzbedingungen; oder
- ein Brennwert, der einer Schnittstelle zugeordnet wurde, an der nur eine Gasmengenmessung erfolgt, und der möglicherweise nicht repräsentativ für das diese Schnittstelle durchströmende Gas ist.

Allgemeine Angaben zur Berechnung der Unsicherheit und zur Identifizierung systematischer Abweichungen der bestimmten Energiemenge sind in 11.2 und 11.3 gegeben. Anhang I enthält ein Beispiel zur Darstellung der grundsätzlichen Unterschiede zwischen unkorrigierten Messungen, systematischen Abweichungen und dem Endergebnis einer Messung (z. B. korrigierter Brennwert) anhand einer Grafik, beruhend auf ISO/IEC Guide 98-3 (GUM).

11.2 Berechnung der Unsicherheit

Die relative Unsicherheit $u(E)$ der Energiemenge wird nach Formel (9) berechnet, abgeleitet von der allgemeinen Formel zur Bestimmung von Energiemengen, Formel (10):

$$u(E) = \left[u^2(H) + u^2(Q) \right]^{1/2} \quad (9)$$

Dabei ist

$u(H)$ die relative Unsicherheit des Brennwertes;

$u(Q)$ die relative Unsicherheit der Gasmenge.

Bei der Berechnung der Unsicherheiten für Energiemengen müssen die Unsicherheiten aller bekannten Einflussfaktoren berücksichtigt werden [siehe ISO/IEC Guide 98-3 (GUM)].

Die Gesamt-Unsicherheit der berechneten Energiemenge wird auch beeinflusst von der Art und Weise der Integration im Hinblick auf den Zeitraum, über den die Berechnung der Energiemenge durchgeführt wird. Werden an einer Gasmessanlage sowohl Volumen als auch Brennwert gemessen, wird die Energiemenge über sehr kurze Zeitintervalle berechnet und wird jede dieser einzelnen kumulierten Energiemengen für den Gesamt-Zeitraum addiert, dann hat die Integration einen relativ geringen Einfluss auf die Gesamt-Unsicherheit. Der andere Extremfall ist, wenn das über einen Zeitraum von Monaten gelieferte Gesamt-Gasvolumen mit einem mittleren Brennwert für jenen Zeitraum multipliziert wird, um die Energiemenge für diesen Zeitraum zu ermitteln, dann kann die Integration einen signifikanten Einfluss auf die Gesamt-Unsicherheit haben, insbesondere bei Schwankungen der Gasverbrauchsmenge und des tatsächlichen Brennwertes während des Zeitraums. Bei Anwendung eines Brennwert-Zuordnungsverfahrens muss der Einfluss der Laufzeit des Gases auf die Unsicherheit berücksichtigt werden. Die praktischen Berechnungen der Unsicherheit [siehe ISO 12213 (alle Teile) zur Berechnung der Unsicherheit von Z] hängen vom Weg ab, wie die eine Schnittstelle durchströmende Energiemenge berechnet wird (siehe Abschnitt 8).

ANMERKUNG Die Unsicherheiten der Durchflussmenge p , T und Z können nach den Normen zur Durchflussmessung sowie ISO 12213 (alle Teile) bestimmt werden. In erster Näherung kann die relative Unsicherheit für eine einzelne Energiemengenberechnung angenommen werden als gleich der relativen Unsicherheit der Energiemenge, die über längere Zeiträume (selbst über einen Abrechnungszeitraum) mittels Integration der kleinen Teilenergiemengenerhalten wurde. Dieses Näherungsverfahren gilt nur, wenn:

- a) die relative Unsicherheit des gemessenen Brennwertes über den Bereich der gemessenen Brennwerte konstant ist, und
- b) die relative Unsicherheit der gemessenen Menge über den Messbereich des Durchflussmessgerätes konstant ist. In der Praxis gilt diese Annahme lediglich für einen Teil des Messbereichs des Durchflussmessgerätes. Bei einigen Blendenmesssystemen beispielsweise ist die Unsicherheit im Wesentlichen zwischen 30 % bis 100 % von $Q_{\max}$ konstant. In einigen Fällen kann akzeptiert werden, die maximale relative Unsicherheit für den Durchflussbereich, über den Erfahrungen am Durchflussmessgerät vorliegen, zu verwenden.

Die Energiemenge E wird anhand Formel (10), der verallgemeinerten Form von Formel (7) berechnet:

$$E = H \times Q \quad (10)$$

Dabei ist H der mittlere oder zugeordnete Brennwert für den Zeitraum.

Die Unsicherheit $u(E)$ wird anhand Formel (9) berechnet, wobei $u^2(H)$ die Unsicherheit des mittleren oder zugeordneten Brennwertes ist.

Die Unsicherheit des mittleren oder zugeordneten Brennwertes beinhaltet drei Elemente:

- Messunsicherheit;
- Unsicherheit aufgrund von Schwankungen des Brennwertes eines Gases über den Mittelungszeitraum;
- Laufzeit des Gases.

11.3 Systematische Abweichung

11.3.1 Eine systematische Abweichung (siehe Anhang I) sollte möglichst festgestellt und beseitigt werden.

Werden sowohl Brennwert als auch Volumen und/oder Masse an einer Schnittstelle gemessen, kann eine systematische Abweichung der bestimmten Energiemenge aus potenziellen Quellen herrühren, wie z. B.:

- Kalibrierfehler; oder
- Verwendung von festen Faktoren statt Online-Daten, beispielsweise bei der Umwertung von Mengen im Betriebszustand in den empfohlenen Normzustand.