Herausgeber:
Jörg Leicher, Anne Giese, Harald Petermann

gwf Gas + Energie

Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt

Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung

2. Auflage

Vulkan Verlag

Gasqualitäten
im veränderten Energiemarkt

Edition gwf

Herausgeber:
Jörg Leicher, Anne Giese, Harald Petermann

Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt

Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung

2. Auflage

Vulkan Verlag

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über www.dnb.de abrufbar.

Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt
Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung
Jörg Leicher, Anne Giese, Harald Petermann
2. Auflage 2021

ISBN: 978-3-8356-7443-1 (Print)
ISBN: 978-3-8356-7444-8 (eBook)

© 2021 Vulkan-Verlag GmbH
Friedrich-Ebert-Straße 55, 45127 Essen, Deutschland
Telefon: +49 201 82002-0, Internet: www.vulkan-verlag.de
Projektmanagement: Marie-Therese Hanschmann, Vulkan-Verlag GmbH, Essen
Lektorat: Isabelle Sprang, Vulkan-Verlag GmbH, Essen; Marie-Therese Hanschmann, Vulkan-Verlag GmbH, Essen, Jana Kötter, Vulkan-Verlag GmbH, Essen
Herstellung: Nilofar Mokhtarzada, Vulkan-Verlag GmbH, Essen
Umschlaggestaltung: Veronika Koppers, Vulkan-Verlag GmbH, Essen
Titelbild: © Adobe Stock
Layout/Satz: H.-Jürgen Widuckel, Vulkan-Verlag GmbH, Essen
Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Der Erwerb berechtigt nicht zur Weitergabe des eBooks an Dritte.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Das vorliegende Werk wurde sorgfältig erarbeitet. Dennoch übernehmen Autoren, Herausgeber und Verlag für die Richtigkeit von Angaben, Hinweisen und Ratschlägen sowie für eventuelle Druckfehler keine Haftung.

STANDARDWERK FÜR DAS GASFACH

TECHNOLOGIEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

Dieses Buch beschreibt folgende Aspekte:

- Produktion von „Grünem Gas"
- Grundlagen der Verbrennungslehre
- Technologien und Geräte zur Erzielung höchster Effizienzanforderungen

Jetzt im Shop bestellen und Wissen sichern!

www.vulkan-shop.de

Bernhard Klocke, Frank Heimlich, Harald Petermann
2. Auflage 2020
Artikelnummer: 73724
Auch als eBook erhältlich.
Preis: € 160,-

VULKAN VERLAG. **FÜR ALLE, DIE MEHR WISSEN WOLLEN.**

www.vulkan-verlag.de

Vulkan Verlag

Inhaltsverzeichnis

I. Gasbeschaffenheit allgemein

Gasbeschaffenheit – aktuelle Entwicklungen in Deutschland und Europa 1

Jörg Leicher und Anne Giese

Auswirkungen von Wasserstoff, Sauerstoff und Helium auf die Bestimmung der physikalischen Eigenschaften von Erdgas 17

Jan Suhr

Relative Gasdichte – wozu Grenzwerte? 31

Simon Vetter, Frank Heimlich und Uwe Klaas

Gasbeschaffenheiten in Deutschland: Was zum Wobbe-Index noch gesagt werden sollte 45

Jens Mischner und Hans-Georg Fasold

Wasserstoffbasiertes SNG 67

Jens Mischner, Manuel Henning und Hermann Henkel

Gasbeschaffenheit und Interoperabilität aus Sicht eines Transportnetzbetreibers 85

Markus Hössel

„Gasbegleitstoffmessung im Griff?" – Umsetzung der Anforderungen aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 bei der Open Grid Europe GmbH 91

Idriz Krajcin, Ulrich George, Matthias Wißen, Tobias van Almsick und Martin Uhrig

Gasbeschaffenheit wird zum Thema 105

Arnd Stademann

SCHÜTZ MESSTECHNIK

FAHRZEUGGESTÜTZTE NETZKONTROLLE

mit dem Scout VGS 4500

Die mobile Messeinheit **„Scout VGS 4500“** von Schütz GmbH Messtechnik ist ein System, mit dem die Gaslecksuche entsprechend dem neuen DVGW-Regelwerk von 2019 mit einem KFZ erfolgen kann.

Q-02846-17-1-1
DIN EN ISO 9001:2015

MADE IN GERMANY

Schütz GmbH Messtechnik
Einsteinallee 5 · D-77933 Lahr, Schwarzwald · Tel: +49 (0) 7821 32 80 100
info@schuetz-messtechnik.de · www.schuetz-messtechnik.de

Gasbeschaffenheit und ihre Schwankungen in E.ON-Verteilnetzen 113
Petra Nitschke-Kowsky, Angelo Martino, Werner Weßing und Manfred Vogt

II. Häusliche Anwendung

Gasadaptive Verbrennungsregelungssysteme in Heizgeräten – Stand der Entwicklung 131
Manfred Dzubiella, Sebastian Hack, Eugen Gleim, Wolfgang Hesse, Arno Vogt und Ralf Brämer

Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauches und deren Kompensation 143
Hartmut Krause, Matthias Werschy, Anne Giese, Jörg Leicher und Holger Dörr

Untersuchung von Gasarmaturen für Wasserstoff-Anwendungen 153
Marc Wiesner, Jens Hoffmann, Holger Dörr und Robbin Bhagwa

III. Industrielle Anwendung

Brennstoffe in der industriellen Erzeugung – Schwankende Gasqualität im Netz und alternative Dekarbonisierung für große Verbraucher 173
Daniel Gosse

„GasQualitaetGlas“: Lokale Erdgasbeschaffenheiten und Auswirkungen auf industrielle Gasverbraucher 183
Jörg Leicher, Tim Schneider, Tim Nowakowski, Anne Giese, Klaus Görner, Bernhard Fleischmann und Nils-Holger Löber

Schwankende Erdgasbeschaffenheiten aus der Sicht des industriellen Endanwenders 197
Jörg Leicher, Anne Giese, Ahmad Al-Halbouni, Rolf Albus und Klaus Görner

RMG Produktpalette
H2-ready!

Turbinenrad-gaszähler

Ultraschall-gaszähler

Prozess-Gaschromato-graph

Mengen-umwerter

RMG
ONE STEP AHEAD

RMG Messtechnik GmbH
www.rmg.com

Gasbeschaffenheit als Herausforderung für Industrie und Gewerbe 215
Arnd Stademann

Innovative Nischenlösungen – Spezialprodukte vereinfachen Montage alternativer Energiesysteme 223
Michael Stöcker

IV. Messen – Steuern – Regeln

Nano-Gaschromatographie 229
Achim Zajc, Marco Snitjer, Kristina Helbig, Theo Anderbrügge und Markus Wolf

PtG und L/H-Gas-Umstellung – Machen korrelative Brennwert-messgeräte im heutigen Umfeld noch Sinn? 243
Jan Suhr

Gasbeschaffenheitsmessung in 45 Sekunden mithilfe der Prozessgaschromatographie 249
Achim Zajc

Messunsicherheitsbetrachtungen für Gasbeschaffenheitser-mittlungen 265
Leonid Kuoza, Werner Multhaup, Wilhelm Terlau und Walter Verhoeven

Messabweichung und -unsicherheit beim Letztverbraucher infolge der Netzeinspeisung von Wasserstoff 279
Klaus Steiner

Schnelle Bestimmung des Brennwertes mittels eines neuartigen Gasbeschaffenheitssensors 291
Achim Zajc und Thomas Ryll

PLANUNG | ONLINE-SIMULATION | ENERGIEBESTIMMUNG

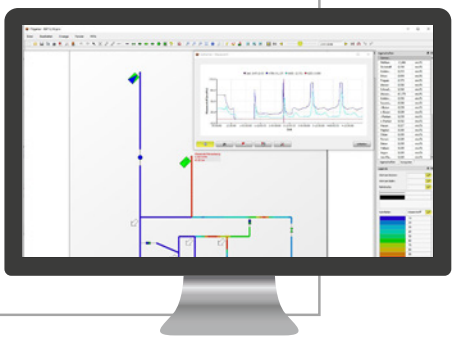
H2, Biogas, Erdgas

in Pipelines und Erdgasnetzen

Präzise Ergebnisse für Planung, Online-Simulation und Energiebestimmung für die Abrechnung.

- Messwerte oder Plandaten
- Berechnung und What-if-Simulation
- Netzzustand und Gasbeschaffenheiten

» **www.psigasandpipelines.com**



PSI

Software für Simulation und Gasbeschaffenheitsverfolgung

Eichamtliche Gasbeschaffenheitsmessung von Erdgasen mit bis zu 20 Mol-% Wasserstoffanteil **303**

Hannes Sturm, Jan Suhr und Melanie Hermann

Brennwertverfolgung mit SmartSim – Stand der Implementierung in Deutschland **309**

Peter Schley, Stefan Rickelt, Andreas Hielscher, Christian Fiebig und Joachim Schenk

Mobile Gasbeschaffenheitsmessung **321**

Achim Zajc und Michael Friedchen

Neue Herausforderungen für die Gasbeschaffenheitsmessung **329**

Sabrina Adamczyk

V. H_2/PtX/SNG

Erdgas, Erdgas-Wasserstoff-Gemische und reiner Wasserstoff – Auswirkungen auf den Verbrennungsprozess **335**

Jörg Leicher und Anne Giese

Komponenten von Einspeisesystemen **353**

Klaus Steiner und Andreas Schrader

„Green Gas" – Erneuerbare Energien in der Gaswirtschaft **375**

Philipp Hauser und Dominik Möst

HIPS-NET – Etablierung eines europaweit einheitlichen Verständnisses zur Wasserstofftoleranz des Erdgasnetzes **389**

Gert Müller-Syring, Anja Wehling und Josephine Glandien

Wasserstoff – Das Gas der Energiewirtschaft von Morgen? **399**

Werner Diwald

Unsere Produkte sind die Lösung für Ihre thermischen Herausforderungen!

Kager
Partner der Industrie

Kager – Partner für Industrie und Handwerk sowie Forschung und Produktentwicklung

Sie erhalten von uns unter anderem:

- Flexible Hochtemperatur-Spezialtextilien (Glasfasergewebe)
- Hochtemperaturfeste Keramik-Faserstoffe (auch biolöslich)
- Polykristalline Isoliermaterialien für sehr hohe Temperaturen
- Klebstoffe, Vergussmassen und Coatings für Temperaturen bis 1760 °C – oder mehr!
- Mechanisch bearbeitbare Festkeramik-Halbzeuge (z. B. für Prototypen und Kleinserien)
- Indikatoren zur Messung hoher und niedriger Temperaturen
- Korrosionsschutz- und Feuerfest-Coatings
- Messfolien zur Bestimmung von Gewichtsdruck- und UV-Belastungen
- Flussmittel für Weichlötprozesse sowie Mikrobrenner zum Löten und Schweißen
- Spezialprodukte für E-Mobility- und Brennstoffzellen-Technik

... und vieles andere mehr! Besuchen Sie uns auf www.kager.de oder in unserem YouTube-Channel „Kager Industrieprodukte“.

Kager GmbH Industrieprodukte
Paul-Ehrlich-Str. 10a | D-63128 Dietzenbach | Tel. +49-(0)6074-40093-0
info@kager.de | www.kager.de

Wir sind zertifiziert nach DIN EN ISO 9001:2015 und verfügen über eine AEO-Zertifizierung

Hochtemperatur-produkte
Kälteerzeugung
Dichten und Kleben
Messtechnik
Beschichtungen
Problemlöser

www.kager.de

Potenzielle Auswirkungen von Brenngasen aus erneuerbaren Energien auf Untertage-Gasspeicher **409**

Kai Schulze und Joachim Wallbrecht

Methan – Das Gas mit dem Energiewende gelingt **419**

Doris Schmack

Konditionierung von H_2-haltigem Erdgas für den Gasturbineneinsatz durch CO_2-Methanisierung **427**

Frank Schillinger, Markus Wolf und Rainer Reimert

Auswirkungen von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemischen auf Gasgebläsebrenner nach EN676 in der Industrie- und Prozesstechnik **441**

Andreas Huber

VI. Netz / Infrastruktur

Wertsteigerung für das Gasnetz – Wasserstoff intelligent einbinden **453**

Anja Baschin, Werner Multhaup, Leonid Kuoza, Walter Verhoeven und Willi Terlau

Grüner Wasserstoff im Energiesystem: Alles neu bauen oder Altes neu nutzen **473**

Stefan Bergander, Martin Glas und Marco Henel

Übergang zu einer Wasserstoffwirtschaft durch Nutzbarmachen der bestehenden Infrastruktur **483**

Elke Wanzenberg, Marco Henel, Holger Brauer, Eric Tamaske, Hartmut Neumann, Albert Großmann und Ken Wackermann

Gasinfrastruktur – notwendiger Baustein einer erfolgreichen Energiewende in Deutschland **499**

David Bothe und Matthias Janssen

Praxiserfahrungen mit der Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasverteilnetz **511**

Petra Nitschke-Kowsky, Werner Weßing, Holger Dörr und Kerstin Kröger

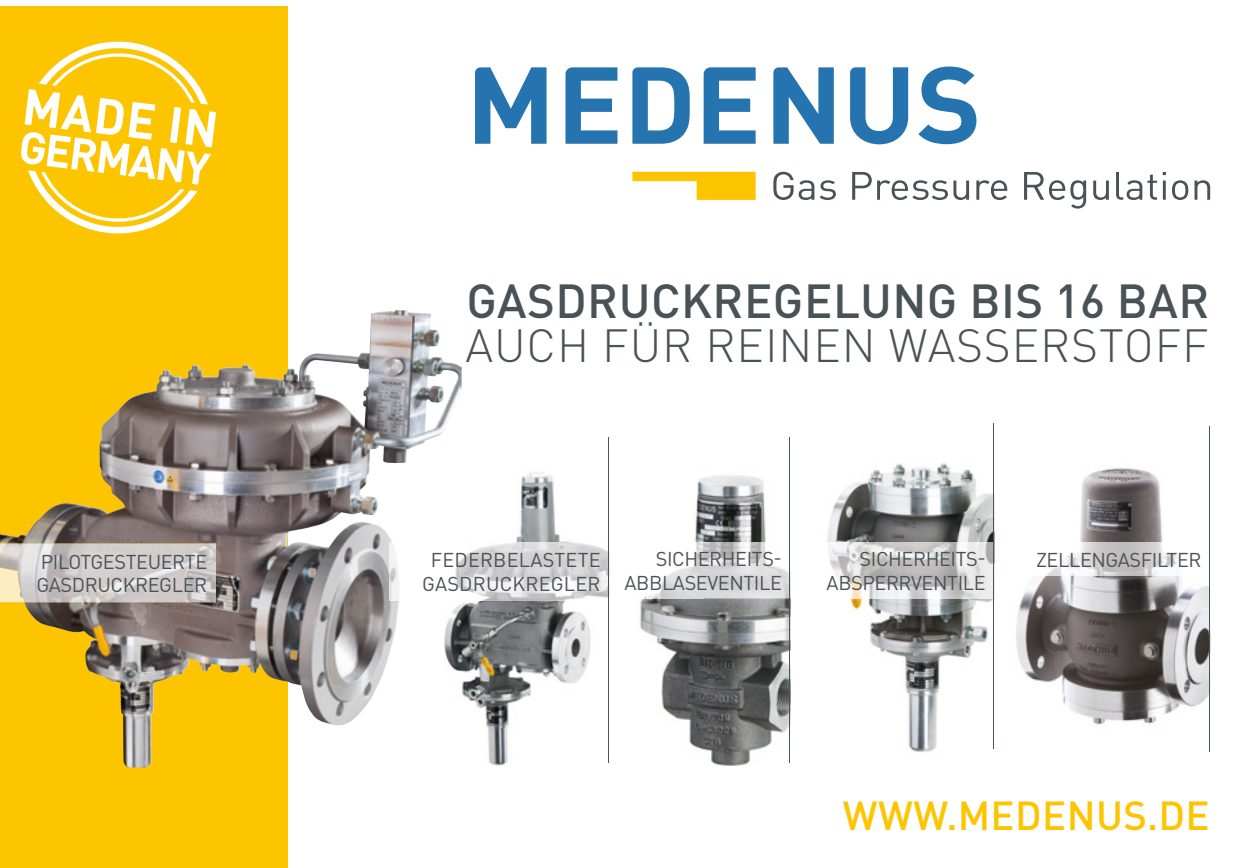
System- und netzplanerische Aspekte der Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze **527**

Jens Mischner und Peter Schley

VII. H_2-Regelwerk

Wann ist Gas eigentlich grün? – eine im deutschen Recht nicht einfach zu beantwortende Frage **559**

Max Peiffer und Carolin König



Technische Regeln für Einspeisesysteme **565**

Klaus Steiner und Andreas Schrader

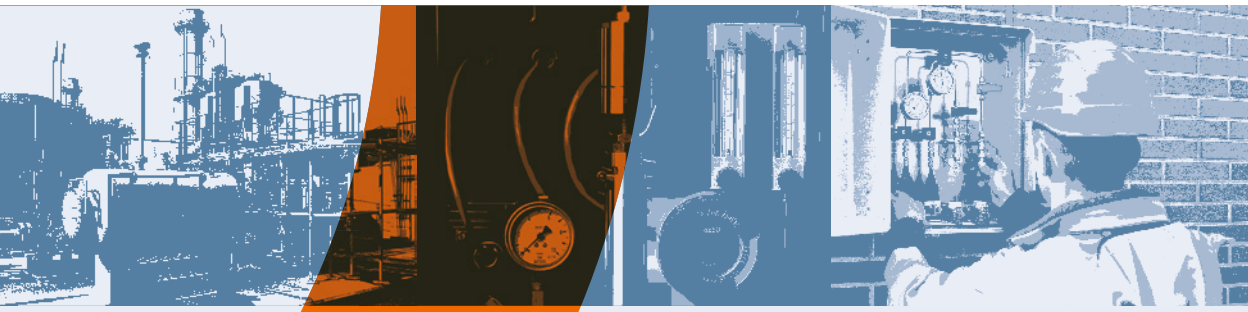
VIII. Material

Wasserstoffversprödung metallischer Werkstoffe: Adsorption, Diffusion und Werkstoffeigenschaften **579**

Ken Wackermann, Frank Schweizer und Wulf Pfeiffer

Autorenverzeichnis **593**

Inserenenverzeichnis **599**



Gas
Qualität
Messung
unabhängig
kompetent
innovativ

livingas.

meterQ
MeterQ Solutions GmbH

Robert-Bosch-Str. 10
D-35510 Butzbach
Telefon +49 (0) 6033 92452-0
Fax +49 (0) 6033 92452-29
info@meterQ.de
www.meterQ.de

Gasbeschaffenheit – aktuelle Entwicklungen in Deutschland und Europa

Jörg Leicher und Anne Giese

1. Einleitung

Für jeden Markt und jedes Produkt sind Produktspezifikationen wichtig, sowohl für den Anbieter als auch für den Abnehmer. Dies gilt auch für den Erdgasmarkt: Gasproduzenten, Händler und Betreiber der Gasnetze müssen sicherstellen können, dass das verteilte Erdgas vom Endverbraucher genutzt werden kann. Die Hersteller von Endgeräten in Haushalt, Gewerbe, großtechnischen Anlagen in Industrie und Kraftwerkstechnik und im Mobilitätsbereich benötigen diese Spezifikationen, um ihre Produkte so auszulegen und zu optimieren, dass sie ihre Funktion erfüllen und sicher, effizient und umweltschonend betrieben werden können.

Für das Produkt „Erdgas" ist dies besonders wichtig, da Erdgas in gewisser Weise ein Naturprodukt ist, dessen chemische Zusammensetzung sich je nach Förderstätte und Aufbereitung unterscheidet. Auch Aspekte wie die Einspeisung von regenerativen Gasen (z. B. Biomethan, SNG (Synthetic Natural Gas) oder Wasserstoff haben hier teils erheblichen Einfluss und werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen. In nationalen und internationalen Regelwerken werden wesentliche Eigenschaften festgelegt, die ein Brenngas erfüllen muss, um in öffentliche Gasnetze eingespeist werden zu können. Zur Beschreibung von Gasbeschaffenheiten werden dabei sowohl verbrennungstechnische Kennwerte (etwa Brennwerte, Wobbe-Indices oder Methan-Zahlen) als auch andere Größen wie etwa (relative) Dichten, Taupunkttemperaturen oder die Anteile von Spurenelementen, etwa für Schwefel, verwendet. Während die verbrennungstechnischen Kenngrößen in erster Linie für die Endverbraucher relevant sind (Erdgas wird meist als Brennstoff verwendet, in der Chemie-Industrie wird jedoch auch Erdgas in großen Mengen auch als Rohstoff eingesetzt), sind Vorgaben wie etwa Taupunkttemperaturen oder maximale Schwefelgehalte in erster Linie für den Erdgastransport, die -verteilung und -speicherung von Bedeutung. Eine Vorgabe von konkreten Erdgaszusammensetzungen im Regelwerk ist nicht sinnvoll, da die Regelung eines Gasnetzes anhand der Zusammensetzung kaum zu realisieren ist.

Historisch gesehen, haben sich Erdgasmärkte oft um lokale Fördergebiete herum entwickelt und die entsprechenden Gasbeschaffenheitsregelwerke beschrieben daher in der Regel das lokal eingesetzte Gas. In Nationen mit eigener Gasförderung sind deshalb häufig Regelwerke mit sehr eng definierten zulässigen Gasbeschaffenheiten zu finden, z. B. im britischen GS(M)R [1]. Auch in Dänemark wurden erst vor einigen Jahren die zulässigen Gasbeschaffenheiten erheblich erweitert [2], um einer veränderten Versorgungssituation Rechnung zu tragen.

Für andere Staaten, die einen Großteil ihres benötigten Erdgases importieren, wurden die zulässigen Gasbeschaffenheiten mit Hinblick auf die wesentlichen Gasbezugsquellen festgelegt. Dies gilt auch für die Bundesrepublik, die ihr Erdgas hauptsächlich aus Russland, der Nordsee und den Niederlanden sowie eigenen Quellen bezieht. Da das Erdgas aus den Niederlanden und den deutschen Fördergebieten erheblich höhere Stickstoffanteile aufweist (mit entsprechenden Auswirkungen auf Brennwerte und Wobbe-Indices), wurden im deutschen Gasbeschaffenheitsregelwerk, dem DVGW-Arbeitsblatt G260 [3], zwei getrennte Bereiche für L-Gas und H-Gas festgelegt.

In den letzten Jahren hat sich der Erdgasmarkt in vielerlei Hinsicht weiterentwickelt. Der Markt wurde liberalisiert und vertikal integrierte Gasunternehmen, die Gashandel, Transport/Verteilung und Speicherung in einem Hause abwickelten, wurden ersetzt durch eigenständig agierende Unternehmen, die sich auf bestimmte Marktrollen spezialisiert haben – das sogenannte „unbundling". Zudem finden eine zunehmende Internationalisierung und Globalisierung des Erdgasmarkts statt. LNG (Liquefied Natural Gas) wird in immer größerem Umfang weltweit gehandelt [4]. Auf europäischer Ebene gibt es für die Ware „Erdgas" einen EU-Binnenmarkt, obwohl die nationalen Regelwerke etwa in Bezug auf zulässige Gasbeschaffenheiten teils erhebliche Unterschiede aufweisen.

Die Diskussion um den Klimawandel und die notwendige Reduktion von Treibhausgasemissionen erfordern zudem eine weitere Evolution des Gasmarkts. Zwar weist Erdgas, verglichen mit anderen fossilen Energieträgern wie Kohle oder Erdöl, weitaus niedrigere spezifische CO_2-Emissionen auf, aber dies allein wird nicht reichen. Gas als Energieträger und Rohstoff muss klimaneutraler und nachhaltiger werden, um in einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem weiterhin eine große Rolle spielen zu können. Die Einspeisung von Biomethan, SNG und Wasserstoff in die Gasnetze, sowohl im Bereich der Gastransport- als auch der Verteilnetze, ist hier ein gangbarer Weg.

Gleichzeitig haben sich aber auch die Gasanwendungen in Haushalt, Gewerbe, Industrie, Kraftwerkstechnik und Mobilität kontinuierlich weiterentwickelt. Die Anforderungen in Bezug auf Effizienz und Schadstoffemissionen steigen stetig, Betriebssicherheit und Funktionalität müssen natürlich jederzeit gegeben sein. Bei Produktionsprozessen werden die Anforderungen an das Produkt und somit auch an die Kontrolle über den gasbeheizten Fertigungsprozess immer anspruchsvoller.

Erdgas ist nach Erdöl der zweitwichtigste Primärenergieträger in der EU [4] und wird in allen Endverbrauchsektoren vielseitig eingesetzt. Die Anforderungen an Erdgas variieren je nach Anwendung erheblich, da die konkreten Technologien sehr unterschiedlich sind. So unterscheidet sich ein Heizungssystem im häuslichen oder gewerblichen Bereich technologisch und hinsichtlich der Anforderungen sehr (z. B. Leistung, Produkt, Betriebsweise, Effizienz) deutlich von einer Thermoprozessanlage oder einer Gasturbine zur Stromerzeugung. Die verschiedenen Erdgasanwendungen zeichnen sich durch ein hohes Maß an Diversität und Heterogenität aus. Es gibt beim Erdgas nicht die eine dominante Anwendung (wie etwa die Stromerzeugung bei der Kohle oder auch der Windenergie), der Gasverbrauch in Deutschland, aber auch in Staaten wie etwa den USA, ist sehr gleichmäßig über die verschiedenen Sektoren verteilt, wie **Bild 1** zeigt.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Anzahl der Gasverbraucher in Deutschland und Europa sehr hoch ist. Nach [5] sind in der EU-28 etwa 200 Mio. Gasgeräte in Haushalt und

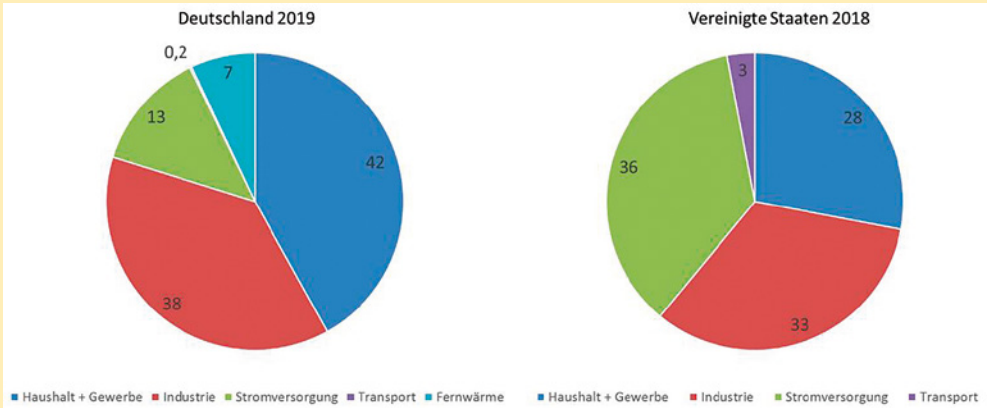


***Bild 1**: Erdgasverbrauch (in %), aufgeschlüsselt nach Sektoren in Deutschland (BDEW) und zum Vergleich in den USA (Quelle: US Energy Information Administration)*

Gewerbe installiert, hinzu kommen zahlreiche Endverbraucher in Industrie und öffentlicher Stromversorgung.

Diese aktuellen Entwicklungen haben auch Auswirkungen auf die Diskussionen über (zulässige) Gasbeschaffenheiten, wobei die Interessen der verschiedenen Marktpartner sehr unterschiedlich sein können. Teile der Gaswirtschaft möchten eine Erweiterung der Bereiche der zulässigen Gasbeschaffenheiten, mit Verweis auf die Versorgungssicherheit und die Notwendigkeit, zunehmend regenerative Gase in die Gasinfrastruktur zu integrieren. Zudem sei immer mehr mit stärkeren Schwankungen der lokal anliegenden Gasbeschaffenheiten bzw. -zusammensetzungen, d. h. beim einzelnen Endverbraucher, zu rechnen.

Endverbraucher und Hersteller von Gasanwendungstechnologien hingegen fordern eine Begrenzung der Schwankungen der lokalen Gasbeschaffenheiten und führen die Notwendigkeit an, die Betriebssicherheit, Funktionalität (z. B. auch im Hinblick auf die Produktqualität bei Fertigungsprozessen), Effizienz und das Einhalten von Schadstoffgrenzwerten ihrer Produkte und Prozesse sicherstellen zu können.

Diese Diskussion wird auch auf EU-Ebene geführt. Die EU-Kommission hat das CEN (Comité Européen de Normalisation – europäisches Komitee für Normung) mit dem Mandat M/400 [6] aufgefordert, einen gemeinsamen europäischen Standard für Gasbeschaffenheiten in der EU zu entwickeln. Eine erste Version, die EN 16726 [7], wurde 2016 veröffentlicht, weist aber noch erhebliche Lücken auf. So fehlt beispielsweise ein Wobbe-Index-Bereich; als einzige verbrennungstechnisch relevante Kenngröße ist eine minimale Methan-Zahl von 65 festgelegt. Eine Revision dieser Norm ist derzeit in Bearbeitung. Begleitet werden die aktuellen Diskussionen durch eine Reihe von Projekten, sowohl in Deutschland [8], [9], [10] als auch europaweit [11] und global [12]. Diese Projekte untersuchen zum einen die aktuelle Situation, aber auch die

Auswirkungen der verstärkten Einspeisung erneuerbarer Gase (insbesondere Wasserstoff) in die Gasnetze für alle Marktpartner.

Einige Aspekte der aktuellen Diskussion sollen im Folgenden erläutert werden.

2. Gasbeschaffenheit allgemein

Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 nutzt im Wesentlichen drei Kenngrößen, um zulässige Gasbeschaffenheiten im deutschen Erdgasnetz zu spezifizieren: die relative Dichte d, den volumetrischen Brennwert H_S und den oberen Wobbe-Index W_S. **Bild 2** zeigt die zulässigen Bereiche der Gasbeschaffenheit, unterteilt nach L- Gas und H-Gas.

Der (obere) Wobbe-Index, definiert als das Verhältnis des Brennwerts zur Quadratwurzel der relativen Dichte, ist in diesem Kontext von besonderer Bedeutung, da er im Regelwerk als primäres Kriterium zur Austauschbarkeit von Brenngasen in einem Verbrennungsprozess genutzt wird. Zwei Gase mit gleichem Wobbe-Index werden bei der Verbrennung die gleiche Wärmemenge freisetzen, vorausgesetzt, der Düsendruck und die Düsengeometrie ändern sich nicht. Diese Voraussetzungen sind für praktisch alle Anwendungen in Haushalt und Gewerbe gegeben. Wenn also die Wobbe-Indices zweier Brenngase annähernd gleich sind, kann ein Brenngas durch ein anderes Brenngas ersetzt werden, ohne dass technische Änderungen am Gasgerät notwendig sind. Bei großtechnischen Anwendungen in Industrieöfen oder Kraftwerken können durchaus andere Kenngrößen, etwa der Heizwert, weitaus aussage-

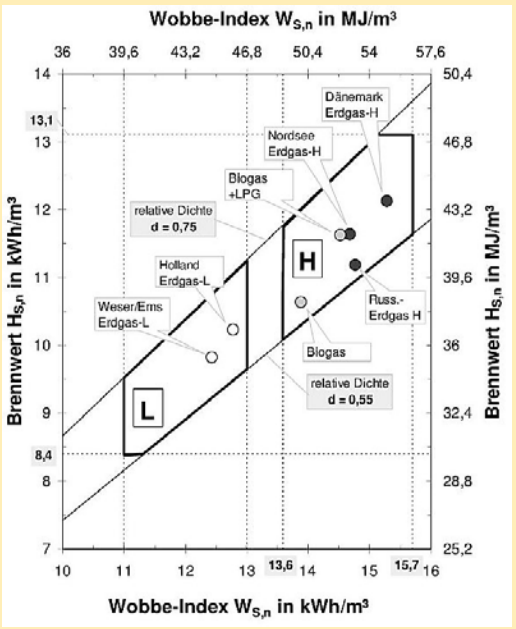


***Bild 2**: Zulässige Gasbeschaffenheiten in Deutschland nach DVGW G 260 [3]*

kräftiger sein [8], [13]. Für die stoffliche Erdgasnutzung ist die Gaszusammensetzung selbst oft entscheidend [14].

Andere Gasbeschaffenheitsregelwerke weltweit arbeiten meist ähnlich, wobei neben dem Wobbe-Index oft auch andere Kenngrößen verwendet werden können. Der Fokus liegt aber sowohl in der deutschen als auch der europäischen Diskussion über Gasbeschaffenheiten häufig auf dem Wobbe-Index als dem primären Kriterium für die Austauschbarkeit von Brenngasen.

Prinzipiell besagt das Arbeitsblatt G 260 lediglich, dass an jedem Punkt im öffentlichen Erdgasnetz, also auch für jeden angeschlossenen Endverbraucher, die Grenzen der G 260 eingehalten werden müssen. Das bedeutet, ein Gasgerät oder eine Thermoprozessanlage könnte theoretisch, von einem Moment auf den anderen, mit einer beliebigen Gasbeschaffenheitsänderung im H-Gas (bzw. L-Gas) -Bereich konfrontiert werden. Im Extremfall würde dies für den H-Gas-Bereich bedeuten, dass sich der lokale Wobbe-Index um etwa 15 % ändern könnte, der Brennwert um ca. 27 %. Dies ist jedoch eine rein theoretische Betrachtung. Statistische Untersuchungen in Deutschland [8] und in Europa [15] belegen, dass die lokalen Schwankungen der Gasbeschaffenheit, die Endverbraucher bisher erlebt haben, weitaus geringer ausfallen, als was nach den nationalen Regelwerken möglich wäre.

Untersuchungen auf der Anwenderseite (u. a. [5], [8], [9], [10], [13], [16], [17]) zeigen, dass die Gasbeschaffenheitsschwankungen, die eine gegebene Endanwendung ohne Einschränkungen in Betriebssicherheit, Funktionalität, Effizienz und Schadstoffemissionen bewältigen

Thermal process	Variations in GCV or Wobbe index		
	< 3%	3 to 5%	5 to 10%
Shell boilers			
Air drying or drying oven			
Water-tube boilers			
Non ferrous metal melting			
Metals reheating			
Glass heating, decorating			
Tiles and bricks firing			
Gas turbines (premix burners)			
Metals heat treatments			
Lime or alumina calcining			
Finest ceramics firing (china)			
Glass flame working (bulbs)			
Glass melting and feeders			

Not sensitive Little sensitive Sensitive

***Bild 3**: Empfindlichkeiten verschiedener großtechnischer Gasanwendungen in Bezug auf Gasbeschaffenheiten [13]*

kann, begrenzt sind und weitaus geringer ausfallen, als laut Regelwerk prinzipiell möglich wäre. Dabei gibt es auch erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Endverbrauchstechnologien: Eine Gasturbine reagiert anders auf eine Fluktuation der Gasbeschaffenheit als ein Brennwertkessel oder eine Thermoprozessanlage. Die stoffliche Nutzung von Erdgas in der Chemie-Industrie stellt andere Anforderungen als ein Verbrennungsprozess. Selbst innerhalb eines Endverbrauchssektors gibt es hier teils erhebliche technologie- und prozessbedingte Unterschiede. **Bild 3** zeigt Ergebnisse einer französischen Studie [13] zu den Empfindlichkeiten verschiedener Prozesse aus Thermoprozess- und Kraftwerkstechnik. Detailliertere Ergebnisse einer DVGW-Studie [8], [9] finden sich in einem eigenen Beitrag zur „Hauptstudie Gasbeschaffenheit" in diesem Buch.

Auch die relevanten Kenngrößen können, je nach Anwendung, sehr unterschiedlich sein: Während im häuslichen und gewerblichen Bereich der Wobbe-Index als das primäre Kriterium zur Gasbeschaffenheit betrachtet wird, spielt der Heizwert in vielen industriellen Anwendungen eine weitaus größere Rolle [8], [13]. Für Gasmotoren hingegen ist aufgrund ihres Arbeitsprinzips die Methan-Zahl von zentraler Bedeutung, ein Maß für die Selbstzündneigung von gasförmigen Brennstoffen [18].

Solange sich die lokalen Gaszusammensetzungen beim Endverbraucher zeitlich kaum verändern, ist die Frage, mit welchen Kennzahlen Gasbeschaffenheiten beschrieben werden, verhältnismäßig akademisch. Dies ist die Situation, auf die sich Endverbraucher und Geräte- und Anlagenhersteller in allen Sektoren seit Jahrzehnten eingestellt haben, mit Auswirkungen sowohl auf die Auslegung, aber beispielsweise auch die Einstellung von Geräten und Anlagen.

Bereits heute treten an einzelnen Standorten teilweise starke und schnelle Veränderungen der lokal anliegenden Gasbeschaffenheiten auf. **Bild 4** zeigt ein Beispiel aus dem Transport-

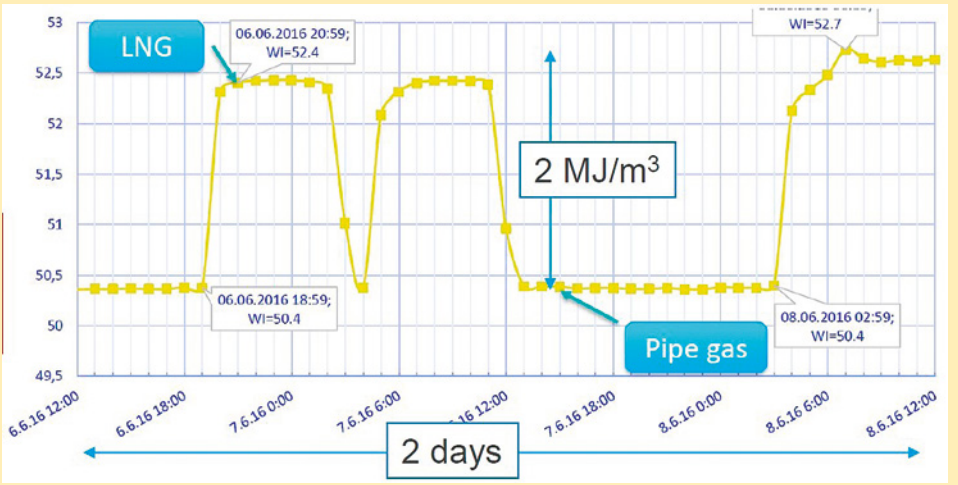


***Bild 4**: Schwankungen des lokalen Wobbe-Index an einer Messstelle in einem französischen Transportnetz [13]*

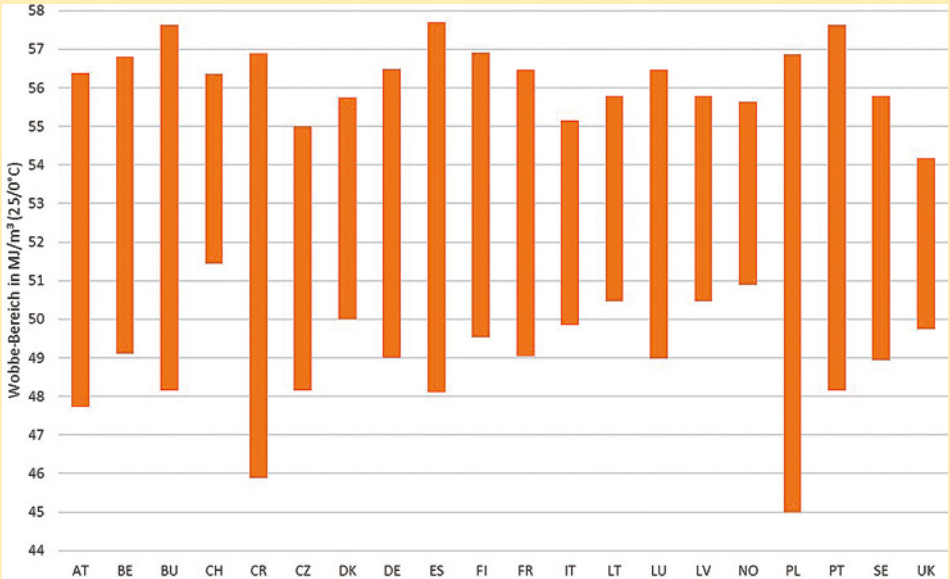


***Bild 5**: Zulässige Wobbe-Index-Bereiche (25 °C / 0 °C) in den EU-Staaten (Quelle: JRC)*

netz im Südosten Frankreichs, wo binnen zwei Tagen fünf deutliche (ca. 4 %) und schnelle Änderungen des lokalen Wobbe-Index aufgezeichnet wurden. Auch aus anderen EU-Staaten und auch aus Deutschland sind Fälle dokumentiert, wo Endverbraucher mit erheblichen Gasbeschaffenheitsschwankungen konfrontiert wurden [8], [9], [13], [19], [20].

Hinzu kommt, dass sich die Gasbezugsquellen für Europa verändern werden: LNG weist oft höhere Wobbe-Indices und Brennwerte auf als das traditionell in Europa verteilte H-Gas aus der Nordsee und aus Russland, während erneuerbare Gase, insbesondere Wasserstoff, geringere Wobbe-Indices und Brennwerte haben können.

In Anbetracht der Entflechtung der Gaswirtschaft und der zunehmenden Bedeutung alternativer Gasbezugsquellen, etwa LNG oder auch (dezentrale) Einspeisung von erneuerbaren Gasen (Bio-Methan, SNG oder Wasserstoff), ist daher davon auszugehen, dass die lokalen Schwankungen der Gasbeschaffenheit in Stärke und Frequenz zunehmen werden, mit Auswirkungen für alle Marktpartner.

3. Gasbeschaffenheit: Regelwerk, status quo und neue Ansätze

Die meisten Gasbeschaffenheitsregelwerke weltweit spezifizieren mithilfe einer kleinen Anzahl von Kenngrößen einen Bereich zulässiger Gasbeschaffenheiten, wobei in der Regel dem Wobbe-Index eine besondere Bedeutung zukommt. Dieser Bereich ist dabei von Land zu Land unterschiedlich. **Bild 5** zeigt eine Übersicht der zulässigen Wobbe-Index-Bereiche in den EU-Mitgliedsstaaten, basierend auf einer Unfrage des JRC (Joint Resarch Centre).

In den letzten Jahren wurden eine Reihe von statistischen Untersuchungen und Analysen durchgeführt, um zu ermitteln, mit welchen realen Schwankungen der Gasbeschaffenheit Endverbraucher in den letzten Jahren bereits konfrontiert wurden. Als Beispiele seien hier etwa die „Hauptstudie Gasbeschaffenheit 1+2" des DVGW [8], [9] oder auch die Analysen des Joint Research Centres im Rahmen der europäischen pränormativen Studie „Pilot Study 2.0 Gas Quality" [15] genannt. Auch manche Netzbetreiber haben ihre eigenen Analysen durchgeführt [21].

Bild 6 zeigt geographisch aufgeschlüsselte Analysen des JRC, in denen die real auftretenden mittleren lokalen Bandbreiten von Wobbe-Index und Brennwert für Europa bei Endverbrauchern dargestellt sind, basierend auf einer Umfrage der Pilot Study 2.0 für die Jahre 2015-2016 [15].

Die Karten veranschaulichen, wie unterschiedlich die lokalen Situationen in Europa sind, wobei sich gerade Deutschland und Österreich im Vergleich etwa zu Frankreich oder Italien durch verhältnismäßig geringe lokale Schwankungen auszeichnen.

Die Darstellung zeigt zudem, dass sich aus Variationen des Wobbe-Index nicht unbedingt auf entsprechende Veränderungen des Brennwerts schließen lässt oder umgekehrt. Ungarn beispielsweise weist deutliche Veränderungen der lokalen Wobbe-Indices aus, während die Änderungen des Brennwerts weitaus moderater sind. Diese mangelnde Aussagekraft der Statistiken einer einzelnen Kenngröße zur Beschreibung der lokalen Gasbeschaffenheit wurde auch im Projekt „GasQualitaetGlas" [10] für Standorte in Deutschland belegt.

Die statistischen Auswertungen zeigen, dass die tatsächlich auftretenden Schwankungen der lokalen Gasbeschaffenheiten bisher weitaus geringer ausfallen, als nach den jeweiligen Regelwerken prinzipiell möglich wäre (vgl. Bild 5). Dies ist im Wesentlichen durch die Hauptgasströme in den Netzen begründet, durch die Regionen meist durch ein ähnliches Erdgas versorgt werden, etwa Russland-H-Gas in Ostdeutschland oder Nordsee-H-Gas im Nordwesten Deutschlands. Daher kam es, trotz des Widerspruchs zwischen den oft recht weiten zulässigen Gasbeschaffenheitsbereiche in den Regelwerken und den in der Regel weitaus geringe-

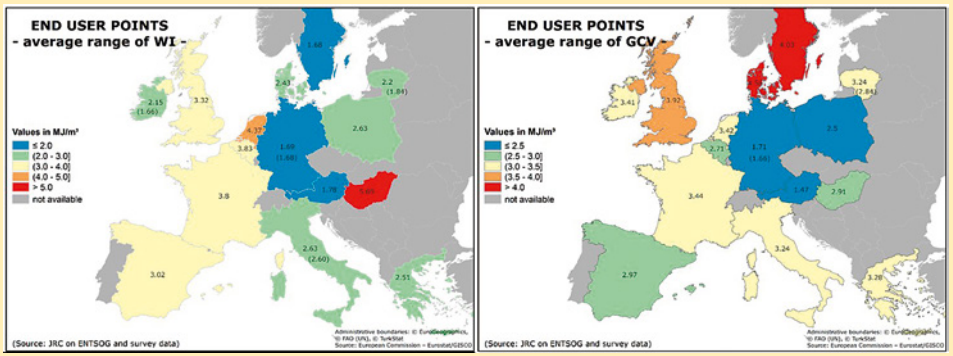


***Bild 6**: Mittlere lokale Wobbe-Index- und Brennwertbandbreiten in Europa [15]; Wobbe-Indices und Brennwerte sind im ISO-Bezugssystem 15 °C / 15 °C angegeben*

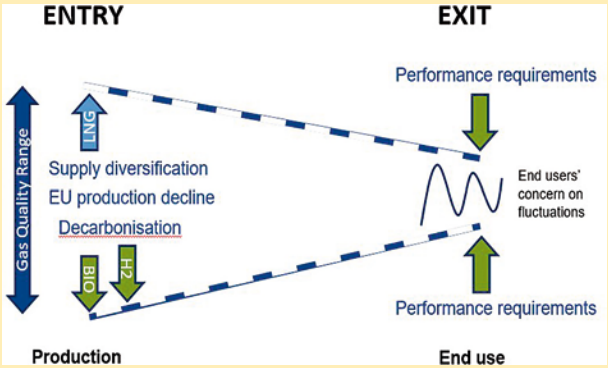


***Bild 7**: Anforderungen an Gasbeschaffenheiten in „entry range“ und „exit range“ (EU-Pilot Study 2.0 [11])*

ren Bandbreiten, die von Geräte- und Anlagenherstellern für Endverbrauchssysteme vorgegeben werden, bisher nur recht selten zu gut dokumentierten Problemen bei Endverbrauchern aufgrund von Gasbeschaffenheitsschwankungen.

Aus diesen Analysen und langjährigen Betriebserfahrungen auf der Verbraucherseite haben sowohl die deutsche Hauptstudie „Gasbeschaffenheit“ [9] als auch die europäische pränormative Pilot-Study 2.0 „Gas Quality“ [11] Ansätze entwickelt, um diesen unterschiedlichen Anforderungen der verschiedenen Marktpartner Rechnung zu tragen. Die Gemeinsamkeit dieser Lösungsvorschläge ist, dass man versucht, die globalen Vorgaben etwa eines Wobbe-Index-Bereichs für Deutschland oder die EU durch weitere Anforderungen zu ergänzen und die auftretenden Schwankungen an der Gasentnahmestelle zu begrenzen, um so den Endverbraucher vor zu starken lokalen Fluktuationen zu schützen.

Bild 7 veranschaulicht die unterschiedlichen Anforderungen und die daraus resultierenden Triebkräfte am Gasmarkt. In der DVGW-Hauptstudie wurde beispielsweise eine bundesweit einheitliche Bandbreite für den Wobbe-Index vorgeschlagen (13,6/13,7-15,3/15,4 kWh/m^3, bzw. umgerechnet auf MJ/m^3 48,96/49, 32 -55, 08/55,44 MJ/m^3 im deutschen Bezugssystem 25 °C/0 °C), allerdings verbunden mit der Forderung, die lokal auftretenden Schwankungen des Wobbe-Index auf z. B. ± 2 % zu begrenzen. Dieser Vorschlag ähnelt einer Lösung, die vor einigen Jahren bereits vom US-amerikanischen National Gas Council für die Vereinigten Staaten entwickelt wurde [22].

Die Pilot Study 2.0 „Gas Quality“ schlägt ebenfalls einen gemeinsamen europäischen Wobbe-Index-Bereich (46,44 -54,0 MJ/m^3 im ISO-Bezugssystem 15 °C/15 °C, dies entspricht 48,94 -56,90 MJ/m^3 im deutschen Bezugssystem 25 °C/0 °C) vor, die sogenannte „entry range“, analog zur Common Business Practice der EASEE-gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas) [23]. Gas, das in die europäischen Gasnetze eingespeist werden soll, muss innerhalb dieses Bereichs liegen.

Verbunden ist diese recht weite „entry range“ mit einem Klassifizierungsschema, mit dem Entnahmestellen („exit points“) ermittelt werden sollen, die in besonderer Weise von lokalen Gasbeschaffenheitsschwankungen betroffen sind. Falls lokal die Schwankungen des Wobbe-

Index ein gewisses Maß überschreiten und empfindliche Nutzer dort davon betroffen sind, müssen alle betroffenen Marktpartner fallabhängig und gemeinsam eine Lösung erarbeiten, um die Auswirkungen für den Endverbraucher möglichst effektiv und kostengünstig zu minimieren (vgl. Bild 7).

Beiden Ansätzen ist gemein, dass sie die Bedeutung der lokalen Gasbeschaffenheit für den Endverbraucher besonders berücksichtigen. Dies ist eine wesentliche Erkenntnis und ein Fortschritt, der sich aus den nationalen und europäischen Diskussionen der letzten Jahre ergeben hat.

4. Auslegung und Einstellpraktiken von Gasanwendungen

Jede Art von gasbetriebenem Gerät oder Anlage muss für ein bestimmtes Brenngas ausgelegt und eingestellt werden. Gleichzeitig ist für viele Anwendungen die konkrete Gasbeschaffenheit in absoluten Zahlen oft gar nicht so relevant. Wichtiger ist meist, wie sehr sich die lokale Gasbeschaffenheit verändert hat im Vergleich zu dem Gas, für das die Anwendung ausgelegt und eingestellt wurde. Während für die Gaswirtschaft die absoluten Werte der Gasbeschaffenheit im Gültigkeitsbereich eines Regelwerks im Vordergrund stehen (also z. B. die Unter- und Obergrenzen für die relative Dichte, den Brennwert oder den Wobbe-Index), ist für den Endverbraucher meist die relative Veränderung der aktuellen Gasbeschaffenheit vor Ort weitaus wichtiger.

So lange keine größeren lokalen Gasbeschaffenheitsschwankungen auftreten, ist die Frage, ob lokal eingestellt werden oder die Werkeinstellung auf G 20 (d. h. reines Methan, für H-Gas) beibehalten werden soll, zweitrangig. In Zeiten stark schwankender lokaler Gasbeschaffenheiten hingegen kommt der Frage der Einstellung eines Verbrennungsprozesses eine zentrale Bedeutung zu, wie **Bild 8** schematisch veranschaulicht.

In der Darstellung sind die Unter- und Obergrenzen der Gasbeschaffenheit zu sehen, die z. B. durch ein nationales Regelwerk vorgegeben sind. Eine Anwendung wird zum Zeitpunkt (1) auf ein lokales Gas eingestellt. Wenn sich die lokale Gasbeschaffenheit (in Bezug auf das Einstellgas) nicht zu stark verändert, kann die Anwendung die Veränderung ohne Einbußen hinsichtlich Betriebssicherheit, Effizienz, Schadstoffe etc.) verkraften. Es sei darauf hingewiesen, dass unterschiedliche Anwendungen und Technologien hier teils erhebliche Unterschiede hinsichtlich dieses verkraftbaren Gasbeschaffenheitsbereichs aufweisen können [9].

Einige Zeit später (2) hat sich die lokal anliegende Gasbeschaffenheit verändert, liegt aber immer noch im Bereich, in dem die Anwendung ohne Probleme betrieben werden kann.

Zum Zeitpunkt (3) hat sich die lokale Gasbeschaffenheit erneut verschoben und liegt nun außerhalb des Bereichs, in dem die Anlage betrieben werden kann, es kommt zu Problemen.

Daraufhin wird die Anlage erneut auf die nun anliegende Gasbeschaffenheit eingestellt (4). Jetzt arbeitet sie wieder einwandfrei. Falls sich das lokal anliegende Gas nun erneut verändert und beispielsweise die gleiche Gasbeschaffenheit aufweist wie zum Zeitpunkt (1), kann die Anlage aufgrund ihrer veränderten Einstellung mit diesem Gas nicht mehr ordnungsgemäß arbeiten (Zeitpunkt (5)).

Daher kommt der Frage der Auslegung und Einstellung von Endverbrauchssystemen in den verschiedenen Sektoren eine entscheidende Bedeutung zu. Aufgrund der unterschiedlichen Marktsituationen und Anforderungen in den Sektoren werden diese Fragen teilweise unterschiedlich gehandhabt.

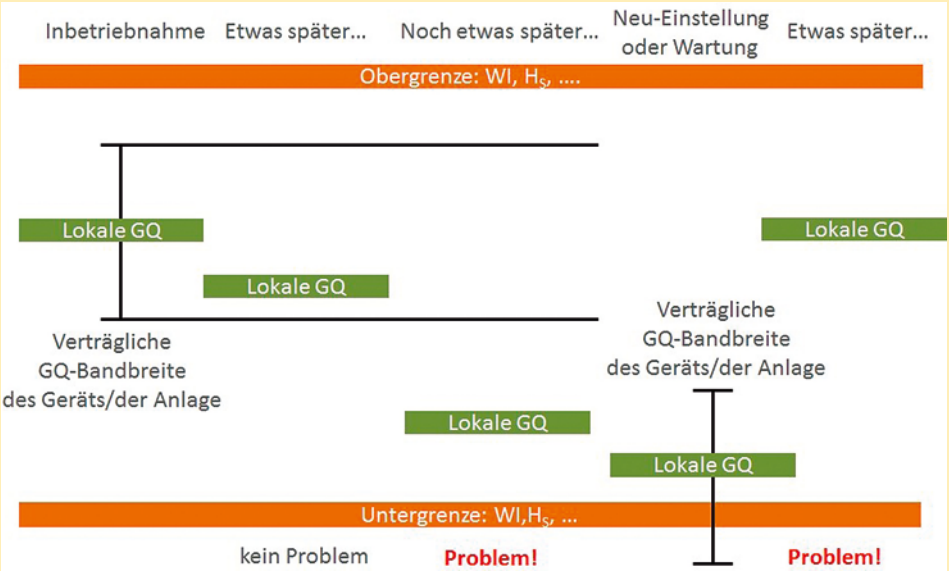


***Bild 8**: Auswirkungen der lokalen Einstellung auf gasbeheizte Geräte, Anlagen und Prozesse*

Im Haushalts- und Gewerbesektor beispielsweise werden Gasgeräte in großen Stückzahlen produziert, der Hersteller kann nicht wissen, wo ein konkretes Gerät installiert werden wird. Es ist daher üblich, erdgas-betriebene Gasgeräte für Haushalt und Gewerbe auf ein definiertes Gas (z. B. G 20) auszulegen und die Betriebssicherheit des Geräts durch eine Reihe von definierten Testgasen zu prüfen. Diese Testgase sind in der Europäischen Union durch die EN 437 [24] festgelegt, wobei unterschiedliche Testgase unterschiedliche physikalische Effekte abbilden. G 21 beispielsweise ist ein Gas mit einem sehr hohen Wobbe-Index (relevant z. B. in Bezug auf CO-Emissionen), G 22 (77 Vol.-% CH_4, 23 Vol.-% H_2) hingegen weist einen hohen H_2-Anteil auf und wird genutzt, um das Gerät in Bezug auf Flammenrückschläge zu testen.

Gasgeräte für den Einsatz in Haushalt und Gewerbe werden im Werk mithilfe von G 20 auf einen Betriebszustand eingestellt; der Installateur vor Ort soll beim Aufstellen des Geräts keine Neueinstellung vornehmen. Die Praxis sieht hingegen in vielen Teilen Europas anders aus, wie statistische Erhebungen aus Deutschland [8] und Frankreich [25] belegen. Bei einer Umfrage des DVGW mit mehr als 1.200 Teilnehmern aus dem gesamten Bundesgebiet gaben 84 % der Installateure an, Geräte bei der Installation immer (67 %) oder manchmal (17 %) auf das lokale, in seiner Beschaffenheit in der Regel unbekannte Gas einzustellen. Nach Wartungsarbeiten oder Reparaturen waren es praktisch alle Teilnehmer der Umfrage. Die Zahlen aus Frankreich bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung. Die Einstellung erfolgt dabei in der Regel über relevante Abgaswerte, etwa den Rest-Sauerstoff- oder den CO_2-Gehalt. Eine Kenntnis der aktuell anliegenden Gasbeschaffenheit ist hierfür nicht erforderlich. Dies bedeutet, dass der

Großteil der installierten Gasgeräte in diesem Sektor auf eine unbekannte Gasbeschaffenheit eingestellt ist.

Großtechnische Verbrennungsprozesse in Thermoprozessanlagen oder auch in der Kraftwerkstechnik werden grundsätzlich auf das vor Ort anliegende Gas ausgelegt und eingestellt. Dies hat verschiedene Ursachen: Zum einen werden solche Anlagen in der Regel von vorneherein für einen bestimmten Standort ausgelegt, zum anderen sind die Anforderungen an den Verbrennungsprozess in Bezug auf Schadstoffe, Effizienz und Prozesskontrolle (und damit letztendlich die Produktqualität) oft weitaus höher als an Geräte für Haushalt und Gewerbe. Manche Anlagenhersteller, insbesondere für Gasturbinen und -motoren, geben explizit an, inwieweit sich das aktuelle Brenngas vom Auslegungs- bzw. Einstellungsgas entfernen darf. Bei modernen Gasturbinen sind dies oft Abweichungen von 2-5 % im Wobbe-Index, s. z. B. [26]. Untersuchungen aus Deutschland, Frankreich und den USA zeigen, welche Auswirkungen schwankende Gasbeschaffenheiten für eine große Bandbreite verschiedener großtechnischer Gasanwendungen haben können [9], [13], [17].

In Anbetracht der Bedeutung der lokalen Einstellungen von gasbetriebenen Geräten und Anlagen, gerade vor dem Hintergrund von Gasbeschaffenheitsschwankungen, wird immer wieder gefordert, diese Systeme von vornherein auf ein definiertes Referenzgas, etwa reines Methan (G 20) einzustellen. In einigen Ländern, beispielsweise in Dänemark, wird dies für Geräte in Haushalt und Gewerbe auch praktiziert.

Allerdings ist dieser Lösungsweg für solche Geräte auch nur praktikabel, weil sie von vornherein mit verhältnismäßig hohen Luftüberschüssen (20-40 %) [27], [28] betrieben werden, was sie damit von vornherein unempfindlicher gegenüber Gasbeschaffenheitsschwankungen macht. Bei Industriefeuerungen hingegen arbeitet man aus Gründen der Effizienz und der Schadstoffminderung meist mit Luftüberschüssen von 10 % oder weniger [8]. Bei diesen anwendungsbedingt notwendigen Luftzahlen wäre eine Einstellung auf ein Referenzgas nicht zielführend. Hier sind technologiebedingt andere Maßnahmen erforderlich, um sie unempfindlicher gegen Gasbeschaffenheitsschwankungen zu machen, etwa angepasste Mess- und Regelungstechnik oder auch die lokale Konditionierung des Brennstoffs[10], [13], [29], [30].

Die Praxis der lokalen Einstellung von gasbetriebenen Geräten und Anlagen ist in Europa weitverbreitet, eine flächendeckende Neueinstellung der Geräte wäre mit erheblichen Kosten und Aufwand verbunden. Für großtechnische Feuerungsprozesse in Industrie und Kraftwerkstechnik ist die Einstellung auf das lokale Gas zwingend erforderlich. Dies macht solche Systeme – ohne entsprechende Mess- und Regelungstechnik oder andere Lösungen – jedoch auch empfindlicher in Bezug auf Schwankungen der Gasbeschaffenheit.

5. Änderungsraten

Neben der Frage, wie stark sich lokale Gasbeschaffenheiten verändern, ist auch die Frage, wie schnell sich solche Änderungen abspielen, in den letzten Jahren in den Fokus der Diskussion gerückt. Langsame Veränderungen stellen im Allgemeinen eine weitaus geringere Herausforderung für Anlagen und Geräte dar als eine schnelle oder gar schlagartige Änderung, ein sogenannter „plug flow". Allerdings zeigen Betriebserfahrungen, dass sich Gase unterschiedlicher Qualitäten innerhalb einer Rohrleitung kaum vermischen, sodass es an einer Entnahmestelle durchaus zu schnellen Änderungen der lokalen Gasbeschaffenheit kommen

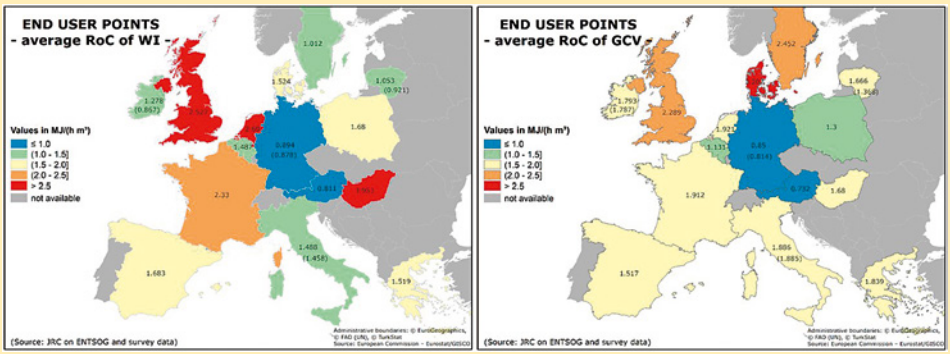


***Bild 9**: Mittlere lokale Änderungsraten (RoC) für Wobbe-Indices (links) und Brennwerte (rechts) in der EU [15]; alle Daten sind im ISO-Bezugssystem 15 °C / 15 °C angegeben*

kann. Dies wird auch in Bild 4, dem Beispiel aus einem französischen Ferntransportnetz, deutlich.

Die Frage der Änderungsraten von lokalen Gasbeschaffenheiten (im Englischen häufig als rate-of-change, RoC, bezeichnet) ist komplex, sowohl für Gasnetzbetreiber als auch Hersteller und Betreiber von Gasanwendungen. Auf der Netzseite sind die Änderungsraten der lokalen Gasbeschaffenheit, z. B. ausgedrückt über den Gradienten dW_S/dt, wenn überhaupt, nur mit großem Aufwand beherrschbar und auf der Verbraucherseite ist für viele Anwendungstechnologien überhaupt nicht bekannt, welche maximalen Änderungsraten sie verkraften können.

Die Fragestellung ist für alle Marktpartner noch verhältnismäßig neu und wirft zudem grundlegende technische Fragen auf, etwa in Bezug auf benötigte und aussagekräftige Messintervalle oder auch sinnvoller Kenngrößen. Der zeitliche Gradient des (oberen) Wobbe-Index ist eine naheliegende Kenngröße, aber für manche Anwendungen könnten die lokalen Gradienten des Heiz- bzw. Brennwerts oder der Methan-Zahl weitaus relevanter sein.

Auch in Bezug auf die lokalen Änderungsraten der Gasbeschaffenheit ist die Situation in Europa sehr unterschiedlich, wie **Bild 9** veranschaulicht. Während in Deutschland und Österreich verhältnismäßig geringe mittlere Änderungsraten sowohl für die lokalen Wobbe-Indices als auch für die Brennwerte ermittelt wurden (in Deutschland z. B. 0,894 MJ/m³h für den Wobbe-Index und 0,85 MJ/m³h für den Brennwert), sind in anderen EU-Staaten teils deutlich höhere lokale Änderungsraten zu finden. Für Frankreich beispielsweise wurden mittlere lokale Änderungsraten von 2,33 MJ/m³h für den Wobbe-Index und 1,912 MJ/m³h für den Brennwert bestimmt.

Wie die Situation an konkreten Standorten aussehen kann, veranschaulicht **Bild 10** deutlich. Sie zeigt eine statistische Analyse der Änderungsraten des lokalen Wobbe-Index für zwei Standorte in Deutschland, die im Rahmen des Forschungsprojekts „GasQualitaetGlas“ [10] mithilfe von Langzeitmessungen durchgeführt wurde. Die Analyse macht deutlich, dass an beiden Standorten größtenteils recht konstante Wobbe-Indices zu finden sind, es jedoch gele-

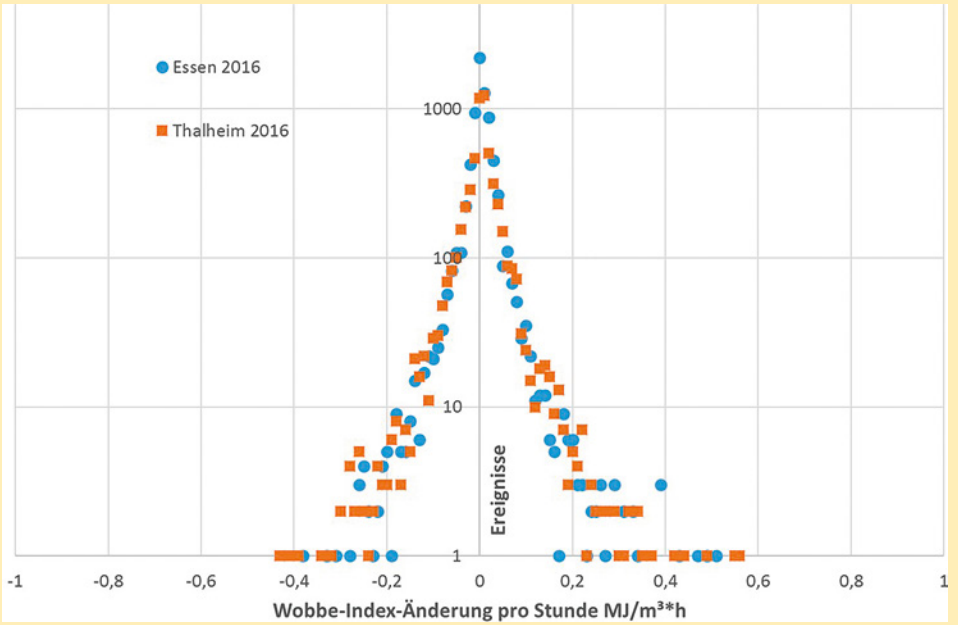


***Bild 10**: Häufigkeitsverteilungen der Änderungsraten des oberen Wobbe-Index an zwei Standorten in Deutschland [10]*

gentlich zu Änderungsraten von -0,4 bis 0,6 MJ/m³h kommt. Die Darstellungen basieren auf Stundenmittelwerten.

6. Zusammenfassung

Die Diskussionen über Gasbeschaffenheiten, Gasbeschaffenheitsschwankungen, Änderungsraten und zukünftige Entwicklungen (z. B. im Hinblick auf die Einspeisung von Wasserstoff) sind in den letzten Jahren vorangeschritten. Die Marktpartner haben erkannt, dass Gasbeschaffenheit und die damit verbundenen Herausforderungen nur von allen betroffenen Interessensgruppen gemeinsam bewältigt werden können, durch bessere Kommunikation und die gemeinsame Suche nach Lösungen. Auf der Seite der Endverbraucher in allen Sektoren wächst die Erkenntnis, dass man nicht ohne weiteres von lokal konstanten Gaszusammensetzungen über längere Zeiträume ausgehen kann. Dies kann mit notwendigen Investitionen verbunden sein, wird von manchen Unternehmen aber auch als Chance für neue Produkte gesehen, etwa im Bereich spezialisierter und kostengünstiger Mess- und Regelungssysteme. Für Netzbetreiber wird zunehmend deutlich, dass eine Spezifikation von zulässigen Gasbeschaffenheiten in nationalen oder auch internationalen Regelwerken in einem sich verändernden Gasmarkt allein nicht ausreichend ist. Die lokale Situation, mit der Endverbraucher konfrontiert werden, muss stärker berücksichtigt werden.

Zudem haben sich neue Aspekte und Schwerpunkte ergeben, etwa die Bedeutung und Konsequenzen der Vor-Ort-Einstellung oder der Änderungsraten von lokalen Gasbeschaffenheiten, die zunehmend Berücksichtigung finden.

Einige dieser aktuellen Entwicklungen und Diskussionen wurden hier kurz angerissen.

Literatur

[1] Gas Safety (Management) Regulations 1996. London (UK), Statutory Instruments, 1996, No. 551, Online [http://www.legislation.gov.uk/uksi/1996/551/made]

[2] de Wit, J.; Andersen, S. D.; Koch, B.: Danish CHP plants put gas imports to the test. In: Cogeneration & On-Site Power Production, 13 (2012) 5, Online [http://www.cospp.com/articles/print/volume-13/issue-5/features/danish-chp-plants-put-gas-imports-to-the-test.html]

[3] Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G260 (A): Gasbeschaffenheit, Bonn. 2013

[4] BP Statistical Review of World Energy 2019. 68th edition", BP plc, London (UK), 2019, online [https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf]

[5] GASQUAL Deliverable Approved by CEN/BT WG 197 ‚Gas Quality'. CEN/AFNOR/WG 197 N 231, 2010, Online [www.gasqual.eu.]

[6] Standardization in the field of gas qualities Mandate CE M400 Phase I. Final Report CEN/BT/WG 197, 2012

[7] DIN EN 16726:2016-04: Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas – Grupppe H. Deutsche Fassung EN 16726:2015, Brüssel (Belgien), 2016, Online [https://www.beuth.de/de/norm/din-en-16726/236221329]

[8] Krause, H.; Giese, A.; Dörr, H.; Brückner, H.-J.: Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase 1 (Hauptstudie Gasbeschaffenheit). Abschlussbericht G1/01/15, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2016, Online [http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/innovation/pdf/g1-01-15-phase1.pdf.]

[9] Krause, H.; Werschy, M.; Giese, A.; Leicher, J.; Dörr, H.: Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase 2 (Hauptstudie Gasbeschaffenheit). Abschlussbericht G1/01/15, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2018

[10] Giese, A.; Leicher, J.; Nowakowski, T.; Fleischmann, B.; Löber, N.-H.; Bialek, S.; Stranzinger, B.; Hemmann, P.; Treu, C.; Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens Gasbeschaffenheitsschwankungen. Erarbeitung von Kompensationsstrategien für die Glasindustrie zur Optimierung der Energieeffizienz (Akronym: GasQualitaetGlas), Essen, 03ET1296A-03ET1296D, 2018

[11] de Wit, K.: The Wobbe Index in the H-gas standard and how to include renewable gases in the gas quality standardisation. CEN presentation. Madrid-Forum, Madrid (Spanien), 2019

[12] Vatin, A.; Pedersen, A. H.; Schweitzer, J.: IGU Utilization committee. Study group report. The impact of Gas Quality variations on end-users. World Gas Conference 2018, Washington DC (USA), 2018

[13] Ourliac, M.: Deal with gas quality variations and melt glass with syngas from gasification. TOTeM 44: „Gaseous Fuels in Industry and Power Generation: Challenges and Opportunities", Essen (Deutschland), 2017

[14] Wagner, J.: Erdgasqualität. Zukünftige Herausforderungen für die chemische Industrie. Erdgasbeschaffenheitsschwankungen in der Prozessindustrie. Hintergründe, Auswirkungen, Lösungsansätze, Düsseldorf, 2018

[15] Zaccarelli, N.; Weidner, E.; Melideo, D.; Dolci, F.: SFGas WG ‚Prenormative study of H-gas quality parameters -Survey 2. Joint Research Centre (JRC), Petten (Niederlande), JRC Science for Policy Report, 2018

[16] Krause, H.; Werschy, M.; Franke, S.; Giese, A.; Benthin, J.; Dörr, H.: DVGW-Forschungsauftrag: Gasbeschaffenheit Industrie. Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen (G 1/06/10 Phase I und II). Abschlussbericht DVGW Forschungsprojekt G 1/06/10, 2014

[17] Rue, D.; Chudnovsky, Y.: Natural Gas Variability in California. Environmental Impacts and Device Performance. 2010 California Energy and Air Quality Virtual Conference, Irvine (USA), 2010, Online [http://www.energy.ca.gov/research/notices/cea_conference/2010-11-02_conference/presentations/1-NG_Variability_in_CA_Environmental_Impacts_and_Device_Performance_Rue.pdf.]

[18] Leiker, M.; Christoph, K.; Rankl, M.; Cartellieri, W.; Pfeifer, U.: Evaluation of anticknocking property of gaseous fuels by means of methane number and its practical application to gas engines. 9th International Congress on Combustion Engines, Stockholm (Schweden), 1971

[19] Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality. BP/IGU, 2011

[20] Giese, A.: Gasbeschaffenheitsschwankungen. Mögliche Auswirkungen auf industrielle Anwendungen. In: Gaswärme International, 2 (2003), S. 70-75

[21] Nitschke-Kowsky, P.; Martino, A.; Weßing, W.; Vogt, M.: Gasbeschaffenheit und ihre Schwankungen in E.ON-Verteilnetzen. Auswirkungen auf die Gasanwendung. In: energie | wasser-praxis, 2 (2016), S. 12-22

[22] White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use. National Gas Council (USA), 2005

[23] Common Business Practice: Harmonisation of Natural Gas Quality. European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas (EASEE-gas), Paris (Frankreich), 2005-001/02, 2009, [http://easee-gas.eu/media/4085/cbp%202005-001-02%20_3.pdf]

[24] EN 437 Test gases. Test pressures. Appliance categories. Comité Européen de Normalisation, Brüssel (Belgien), Europäische Norm EN 437:2003, 2003, Online [http://www.sarm.am/docs/437.pdf]

[25] Ruillard, R.: L'ajustement sur site par les artisans chauffagistes. Colloque d'AFG sur la qualité du gaz, Paris (Frankreich), 2012

[26] Specification for Fuel Gases for Combustion in Heavy-Duty Gas Turbines. GE Power Systems, Inc., GEI 41040G, 2002, Online. [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/GE%20Turbine%20Fuel%20Specs.pdf.]

[27] Backhaus, K.-H.: Erdgas als Erfolgsfaktor zur Erreichung Europäischer Klimaziele. Aktuelle Hersausforderungen. In: gwf-Gas|Erdgas, 9 (2013)

[28] Nitschke-Kowsky, P.; Radtke, H.; Weßing, W.: Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf den Brennerbetrieb in haushaltlichen Heizgeräten. In: gwf-Gas|Erdgas, 7-8 (2008), S. 399-411, 2008

[29] Leicher, J.; Giese, A.; Görner, K.; Krause, H.; Werschy, M.; Dörr, H.: Natural gas quality fluctuations. Surveys and statistics on the situation in Germany. 11th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (INFUB 11), Albufeira (Portugal), 2017

[30] Hemmann, P.: Predictive Compensation of Fluctuating Gas Quality. Glass problems, Columbus (USA), 2016

Autoren

Dr.-Ing. **Jörg Leicher**
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Essen
Tel.: +49 201 3618-278
E-Mail: leicher@gwi-essen.de

Dr.-Ing. **Anne Giese**
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Essen
Tel.: +49 201 3618-257
E-Mail: a.giese@gwi-essen.de

Auswirkungen von Wasserstoff, Sauerstoff und Helium auf die Bestimmung der physikalischen Eigenschaften von Erdgas

Regel- und Messtechnik, Gasqualität, Wasserstoff, Sauerstoff, Helium

Jan Suhr

Der Artikel untersucht den systematischen Fehler, der entsteht, wenn wasserstoff-, sauerstoff- oder heliumhaltiges Erdgas mit herkömmlichen Erdgasmessgeräten analysiert wird, die für diese Bestandteile nicht ausgelegt sind. Von den drei potenziellen Quellen (Volumenmessung, Umwertung und Gasqualitätsmessung), die zu diesem Fehler beitragen, werden insbesondere der Einfluss der Gasqualitätsmessung und der Umwertung untersucht.

1. Einleitung

Nach Ende der Versorgung mit Stadtgas hat Wasserstoff im Erdgas lange Zeit in Deutschland keine Rolle gespielt. Das änderte sich mit den ersten Biogaseinspeiseanlagen im deutschen Erdgasnetz. Da aufbereitetes Biogas Wasserstoff und Sauerstoff enthalten kann, entstand ein Bedarf an Gaschromatographen, die in der Lage sein sollten, auch diese beiden "neuen" Bestandteile eichamtlich zu messen. Abgesehen von den Biogasanlagen, die Biogas mit Luft zu L-Gas konditionieren und so dem Gas Sauerstoff beimischen, geht es dabei jedoch vor allem um Grenzwertüberwachung. Der Wasserstoff- und Sauerstoffanteil des konditionierten Biogases liegt bei der Einspeisung selten deutlich über 0,1 mol-%.

Mit Aufkommen der ersten Power-to-Gas Pilotprojekte in den letzten Jahren, die reinen Wasserstoff erzeugen und direkt in das Erdgasnetz einspeisen, ist die Fähigkeit wasserstoffhaltiges Erdgas eichamtlich analysieren zu können, unverzichtbar geworden. Heute gibt es Nachfrage nach Messgeräten, die praktisch jedes beliebige Mischungsverhältnis von Erdgas und Wasserstoff messen können, von reinem Erdgas bis hin zu reinem Wasserstoff.

2. Was ist heute eichamtlich möglich?

Die Abrechnungsgröße für alle Brenngase ist ja der Energieinhalt. Um also Erdgas und gegebenenfalls die Zumischungen als Energieträger abrechnen zu können, müssen Druck, Temperatur, Betriebsvolumen und die Gaszusammensetzung gemessen und mit einem Umwerter in

Energie umgerechnet werden. Druck- und Temperaturmessung sind dabei nahezu gasartunabhängig. Durchflussmessung, Umwertung und Gasanalyse sind jedoch stark gasartabhängig. Sie müssen sorgfältig betrachtet werden, um zu erkennen, wenn die vorhandene alte Messtechnik die neuen Gaszusammensetzungen nicht korrekt analysieren kann.

Für die Durchflussmessung gilt, dass Turbinenrad- und Ultraschallzähler (USZ) vom Messprinzip her grundsätzlich für die Messung wasserstoffhaltiger Gase geeignet sind. Beim USZ kann es allerdings u. a. aufgrund der geringen Dichte von Wasserstoff zu Einschränkungen von Messbereich und Messgenauigkeit kommen. Auch bei Turbinen beeinflusst die geringe Dichte des Gases die Eigenschaften des Zählers. Darüber hinaus muss bei beiden Zählertypen sichergestellt werden, dass der Wasserstoffgehalt kein sicherheitstechnisches Problem darstellt und die entsprechenden Zulassungen vorliegen. Für eichamtliche Messungen ist darüber hinaus die TR G 19 der PTB maßgeblich, in der es sinngemäß heißt, dass für die eichamtliche Durchflussmessung bei Wasserstoffanteilen oberhalb von 10 mol-% eine Herstellererklärung sowie eine Unbedenklichkeitsbescheinigung der PTB benötigt wird. Basis für Letztere ist laut Aussage der PTB eine messtechnische Durchflussprüfung. Da aber bis heute kein Prüfstand für wasserstoffhaltige Erdgase zugelassen ist, ist eine eichamtliche Messung von Erdgas mit einer Wasserstoffbeimischung von mehr als 10 mol-% im Moment mit Turbinenradzählern und Ultraschallzählern nicht möglich.

***Bild 1**: PGC 9304*

Auf Seiten der Umwerter sieht es anders aus. Die ISO 6976 für die Brennwertberechnung schränkt den Wasserstoffgehalt des Gases nicht ein. Bei der AGA 8 (2017) sind bis 20 mol-% Wasserstoff möglich. Bei der SGERG88 kommt die Einschränkung nicht über den Wasserstoffanteil, sondern über die Dichte des Gases. Hier sind effektiv etwa 10 mol-% Wasserstoff möglich.

Schließlich bleibt die Gasanalyse. Wie bereits erwähnt, gibt es in der ISO 6976 keine Einschränkung für den Wasserstoffanteil des Gases, sodass sich hier lediglich eine Einschränkung durch den höchsten bisher zugelassenen Wasserstoffanteil ergibt. Bei dem PGC 9304 (**Bild 1**) der RMG beträgt dieser zugelassene maximale Wasserstoffanteil 20 mol-%.

3. Welchen Einfluss haben die Komponenten auf die Eigenschaften von Erdgas?

Es existiert zu diesem Thema mittlerweile eine ganze Reihe sehr guter Abhandlungen, sodass sich dieser Abschnitt darauf beschränkt, zu erklären, wie sich die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff, Sauerstoff und Helium auf Brennwert und Umwertung auswirken.

Die in einem Volumen Gas enthaltene Energie hängt direkt vom Brennwert des Gases und dieser wiederum von der Zusammensetzung des Gases ab. Ersetzt man eine Komponente mit hohem Brennwert gegen eine mit niedrigem Brennwert, wird der Brennwert des Gemisches und damit der Energieinhalt sinken. Der Brennwert aller

Komponenten eines Gases ist also entscheidend für den Gesamtbrennwert. Eine fehlerhafte Messung der Gaszusammensetzung führt folglich zu einem fehlerhaften Brennwert des Gemisches.

Bei idealen Gasen ist das Produkt von Volumen und Druck der Temperatur proportional, unabhängig von der Gaszusammensetzung mit einem konstanten Proportionalitätsfaktor. Im Unterschied dazu ist bei realen Gasen dieser Proportionalitätsfaktor nicht konstant, sondern von Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung abhängig. Erdgas verhält sich mit steigendem Druck und sinkender Temperatur zunehmend nicht-ideal. Die K-Zahl drückt das Verhältnis der Zustandszahl eines Gases bei Betriebsbedingungen (Z_b) zu derjenigen bei Normbedingungen (Z_n) aus. Sie ist also ein Maß dafür, wie nicht-ideal sich ein Gas verhält. Man verwendet sogenannte Zustandsgleichungen, mit denen die K-Zahl des Gases näherungsweise berechnet werden kann. Tauscht man eine Komponente eines Gasgemisches gegen eine andere aus, wird das Einfluss auf das nicht-ideale Verhalten des Gases haben. Je stärker sich die physikalischen Eigenschaften der beiden Komponenten unterscheiden, desto größer ist der Effekt. Auch für die K-Zahl führt eine fehlerhafte Gaszusammensetzung also zu einem fehlerhaften Ergebnis.

Tabelle 1 zeigt den Brennwert und einige andere physikalische Eigenschaften von Wasserstoff, Sauerstoff und Helium im Vergleich zu Methan. Methan wird hier als Referenz verwendet, weil Erdgas meist mehr als 90 % Methan enthält, sodass die physikalischen Eigenschaften von allen Erdgasen denen von Methan ähnlich sind. Die drei anderen Komponenten unterscheiden sich in Dichte und Brennwert deutlich von Methan.

4. Welche Messfehler entstehen dadurch in der Gasanalyse?

Im Weiteren wird es darum gehen, welchen Effekt die Anwesenheit von Wasserstoff, Sauerstoff und Helium in Erdgas hat, wenn zur Gasanalyse Messtechnik eingesetzt wird, die diese Bestandteile nicht analysieren kann. Aus dem Einfluss der Komponenten auf die physikalischen Eigenschaften und dem Wissen um die Funktionsweise der Messgeräte kann abgeleitet werden, wie sich die Messgeräte in diesem Fall verhalten werden und welche Fehler daraus entstehen.

Für die Durchflussmessung ist die zu erwartende Messabweichung schwer vorherzusagen. Turbinenradgaszähler sind Reynoldszahl-abhängig, sodass die Messabweichung sowohl von

***Tabelle 1**: Gegenüberstellung einiger physikalischer Eigenschaften von Methan, Wasserstoff, Helium und Sauerstoff [Quelle: Wikipedia]*

	Methan-CH_4	Wasserstoff-H_2	Helium-He	Sauerstoff-O_2	
Ordnungszahl	–	1	2	8	
Molekülmasse	16,04	2,02	4,00	32,00	g/mol
Dichte	0,72	0,09	0,18	1,43	kg/m^3
molarer Brennwert	-890	-286	0	0	kJ/mol
Schallgeschwindigkeit	466	1270	970	318	m/s
Wärmeleitfähigkeit	0,03	0,18	0,15	0,03	W/m · K

***Tabelle 2**: Zusammensetzungen der Modellgase mit berechneten Brennwerten und Normdichten für den PGC 9304*

	H-Gas	0,05 He	0,5 He	1,0 He	0,05 O_2	0,5 O_2	1,0 O_2	0,1 H_2	0,2 H_2	1,0 H_2	2,0 H_2	10,0 H_2	20,0 H_2
Methan [mol-%]	**90,200**	90,150	89,700	89,200	90,150	89,700	89,200	90,100	90,000	89,200	88,200	80,200	70,200
Ethan [mol-%]	**4,000**	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Propan [mol-%]	**2,000**	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
iso-Butan [mol-%]	**0,500**	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
n-Butan [mol-%]	**0,500**	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
iso-Pentan [mol-%]	**0,100**	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
n-Pentan [mol-%]	**0,100**	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
n-Hexan [mol-%]	**0,100**	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Kohlendioxid [mol-%]	**1,000**	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Stickstoff [mol-%]	**1,500**	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Sauerstoff [mol-%]	**0,000**	0,000	0,000	0,000	***0,050***	***0,500***	***1,000***	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Wasserstoff [mol-%]	**0,000**	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	***0,100***	***0,200***	***1,000***	***2,000***	***10,000***	***20,000***
Helium [mol-%]	**0,000**	***0,050***	***0,500***	***1,000***	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Brennwert [kWh/m^3]	**11,8103**	**11,8047**	**11,7546**	**11,6988**	**11,8048**	**11,7548**	**11,6994**	**11,8027**	**11,7951**	**11,7344**	**11,6585**	**11,0518**	**10,2949**
Normdichte [kg/m^3]	**0,8157**	**0,8154**	**0,8129**	**0,8102**	**0,8160**	**0,8192**	**0,8228**	**0,8150**	**0,8144**	**0,8093**	**0,8030**	**0,7524**	**0,6893**

der Zusammensetzung als auch von Druck und Temperatur abhängt. Bei Ultraschallzählern spielen vor allem die veränderte Schallgeschwindigkeit und die Schallabsorption eine Rolle. Für beide Zählertypen gilt, dass eine quantitative Aussage schwierig ist. Im weiteren Verlauf wird der systematische Fehler der Durchflussmessung deshalb vernachlässigt.

Anders sieht es bei Gasanalysegeräten aus, die die Gaszusammensetzung ermitteln, welche Basis für die Brennwertberechnung und für die Umwertung (Berechnung des Normvolumens) ist. Weiß man, wie sich ein Prozess-Gaschromatograph, der für normales Erdgas zugelassen ist, verhält, wenn Wasserstoff, Sauerstoff oder Helium anwesend ist, lässt sich vorhersagen, wie das (fehlerhafte) Messergebnis aussehen wird. Die ermittelte „falsche" Gaszusammensetzung führt dann zu einem berechenbaren fehlerhaften Brennwert und zu einer fehlerhaften Umwertung.

Um den dadurch entstandenen Fehler bewerten zu können, wird hier folgendes Vorgehen gewählt: Zunächst definiert man eine Reihe von Gaszusammensetzungen (Modellgase). Als Ausgangszusammensetzung wird ein typisches H-Gas ohne die zu betrachtenden Komponenten Sauerstoff, Helium und Wasserstoff gewählt. Daraus werden jeweils drei (für Sauerstoff und Helium) bzw. sechs (für Wasserstoff) Zusammensetzungen abgeleitet, bei denen Methan gegen einen steigenden Anteil der jeweiligen Komponente ersetzt wird. **Tabelle 2** zeigt die gewählten Zusammensetzungen und die dazu nach ISO 6976 berechneten Brennwerte und Normdichten. Die Tabelle stellt also die Referenzwerte für Zusammensetzung, Brennwert und

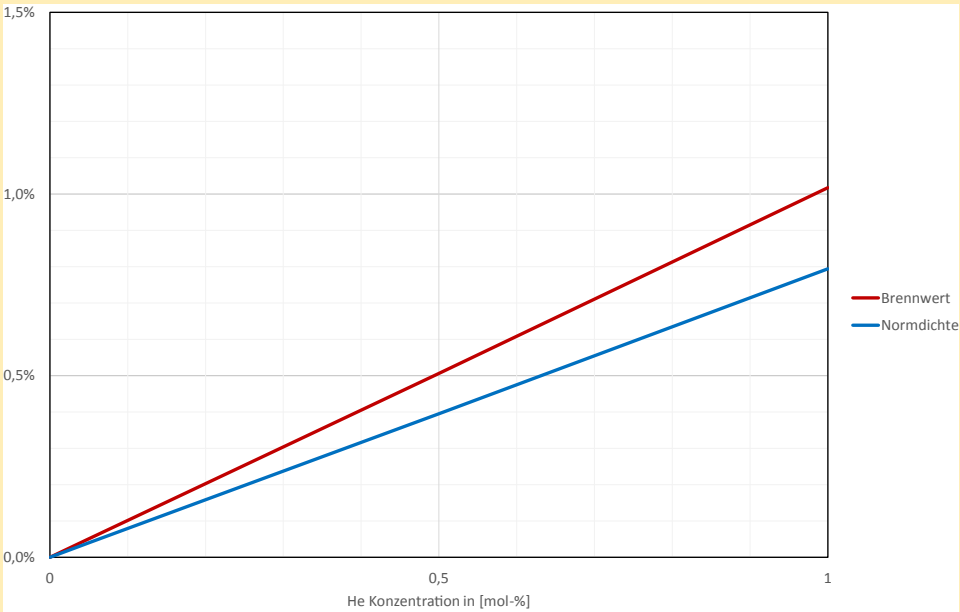


***Bild 2**: Abweichung der berechneten Messwerte für Normdichte und Brennwert des PGC 9301 gegenüber dem PGC 9304 in % für die Helium-haltigen Gase*

***Tabelle 3**: Zusammensetzungen, Brennwerte und Normdichten, die ein Standard Erdgas PGC 9301 für die Modellgase aus Tabelle 2 ermitteln würde*

	H-Gas	0,05 He	0,5 He	1,0 He	0,05 O_2	0,5 O_2	1,0 O_2	0,1 H_2	0,2 H_2	1,0 H_2	2,0 H_2	10,0 H_2	20,0 H_2
Methan [mol-%]	90,200	90,195	90,151	90,101	90,150	89,700	89,200	90,190	90,180	90,101	90,000	89,111	87,750
Ethan [mol-%]	4,000	4,002	4,020	4,040	4,000	4,000	4,000	4,004	4,008	4,040	4,082	4,444	5,000
Propan [mol-%]	2,000	2,001	2,010	2,020	2,000	2,000	2,000	2,002	2,004	2,020	2,041	2,222	2,500
iso-Butan [mol-%]	0,500	0,500	0,503	0,505	0,500	0,500	0,500	0,501	0,501	0,505	0,510	0,556	0,625
n-Butan [mol-%]	0,500	0,500	0,503	0,505	0,500	0,500	0,500	0,501	0,501	0,505	0,510	0,556	0,625
iso-Pentan [mol-%]	0,100	0,100	0,101	0,101	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,101	0,102	0,111	0,125
n-Pentan [mol-%]	0,100	0,100	0,101	0,101	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,101	0,102	0,111	0,125
n-Hexan [mol-%]	0,100	0,100	0,101	0,101	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,101	0,102	0,111	0,125
Kohlendioxid [mol-%]	1,000	1,001	1,005	1,010	1,000	1,000	1,000	1,001	1,002	1,010	1,020	1,111	1,250
Stickstoff [mol-%]	1,500	1,501	1,508	1,515	1,550	2,000	2,500	1,502	1,503	1,515	1,531	1,667	1,875
Sauerstoff [mol-%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Wasserstoff [mol-%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Helium [mol-%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Brennwert [kWh/m^3]	11,8103	11,8107	11,8141	11,8179	11,8047	11,7548	11,6992	11,8110	11,8118	11,8179	11,8255	11,8934	11,9973
Normdichte [kg/m^3]	0,8157	0,8157	0,8162	0,8167	0,8159	0,8183	0,8210	0,8158	0,8159	0,8167	0,8177	0,8266	0,8402

Normdichte dar. Ein RMG PGC 9304, der für 20 % Wasserstoff, 5 % Sauerstoff und 1 % Helium eichamtlich zugelassen ist, würde die in Tabelle 2 berechneten Ergebnisse ausgeben.

Im Gegensatz dazu würde beispielsweise ein RMG PGC 9301, der nur für „normales" Erdgas zugelassen ist, abweichende Ergebnisse zeigen, da er Wasserstoff, Sauerstoff und Helium nicht detektieren kann.

Wie würde sich ein PGC 9301 (als Beispiel für einen beliebigen Standard Erdgas PGC) verhalten, wenn das Erdgas einen Anteil Helium enthielte? Da der PGC Helium als Trägergas verwendet, würde Helium in der Probe nicht zu einem Signal am Detektor führen. Da Helium zwar mit dem Rest der Probe injiziert, aber nicht detektiert wird, würde der Heliumanteil in der Summe der gemessenen Konzentrationen fehlen. Die Normierung würde dann dafür sorgen, dass das „fehlende" Helium anteilig nach Konzentration auf die anderen Komponenten „verteilt" wird. Weil das gewählte Beispiel über 90 % Methan enthält, bedeutet das, dass der Großteil des Heliumanteils als Methan ausgegeben wird. **Tabelle 3** zeigt die resultierenden Gaszusammensetzungen, so wie sie ein PGC 9301 aus den in Tabelle 2 definierten Gaszusammensetzungen ermitteln würde.

Bild 2 zeigt grafisch, wie sich die Messergebnisse für Brennwert und Normdichte vom 9304 (Referenz) zum 9301 (Standard Erdgas) unterscheiden würden. Erwartungsgemäß führt 1 % Helium etwa zu einem um 1 % zu hohen Brennwert (rote Kurve), da 1 % Helium (nicht brennbar) durch 1 % Methan ersetzt wird. Einen ähnlichen Effekt sieht man in der Normdichte (blau Kurve), hier aufgrund der deutlich geringeren Dichte von Helium im Vergleich zu Methan.

Bei Anwesenheit von Sauerstoff würde sich der PGC 9301 anders verhalten. Sauerstoff und Stickstoff haben relativ ähnliche physikalische Eigenschaften. Sie können durch die in einem Standard Erdgas PGC dafür verwendete Trennsäule nicht aufgetrennt werden. Man findet im Chromatogramm einen gemeinsamen Peak, der nicht nur Stickstoff, sondern auch den unbekannten Sauerstoffanteil enthält. Aufgrund der ähnlichen Wärmeleitfähigkeit der beiden Komponenten bedeutet das im Ergebnis, dass der PGC 9301 näherungsweise den Sauerstoffanteil der Probe 1:1 als zusätzlichen Stickstoff ausweisen würde. Die unnormierte Summe würde hierdurch also praktisch nicht beeinflusst. Die simulierten Analysenergebnisse sind wieder in Tabelle 3 zu sehen. Der PGC 9304 hat im Gegensatz zum PGC 9301 eine zusätzliche dritte Trennsäule, die genau dieses Problem löst, indem sie Stickstoff, Sauerstoff und Wasserstoff auftrennt.

Bild 3 zeigt die zu erwartenden Messergebnisse für Brennwert und Normdichte bei einem Sauerstoffanteil von bis zu 1 mol-%. Man erkennt, dass es in diesem Fall keinen nennenswerten Fehler für den Brennwert (rote Kurve) gibt. Die Ursache dafür ist, dass der Brennwert von Stickstoff genauso wie der von Sauerstoff 0 beträgt. Da vereinfacht ausgedrückt Sauerstoff 1:1 gegen Stickstoff ersetzt wird, bleibt der Brennwert der Probe praktisch unbeeinflusst. Im Gegensatz dazu wird die Normdichte (blaue Kurve) beim PGC 9301 unterbewertet, weil der deutlich dichtere Sauerstoff gegen Stickstoff mit geringerer Dichte ersetzt wird.

Der in der Praxis interessanteste Fall ist die Anwesenheit von Wasserstoff im Erdgas. Im Prinzip verhält sich Wasserstoff ähnlich wie Sauerstoff. Er kann ebenfalls nicht vom Stickstoff abgetrennt werden und wird zusammen mit diesem (und mit Sauerstoff) in einem Peak dargestellt. Im Gegensatz zum Sauerstoff, hat Wasserstoff jedoch eine Wärmeleitfähigkeit die 6x höher ist als die von Stickstoff und die der Wärmeleitfähigkeit des Trägergases Helium sehr nahekommt. Das bedeutet, dass Wasserstoff im Gegensatz zum Stickstoff eine etwa 200x schlechtere Empfindlichkeit am Detektor hat. Der vermeintliche Stickstoffpeak würde also

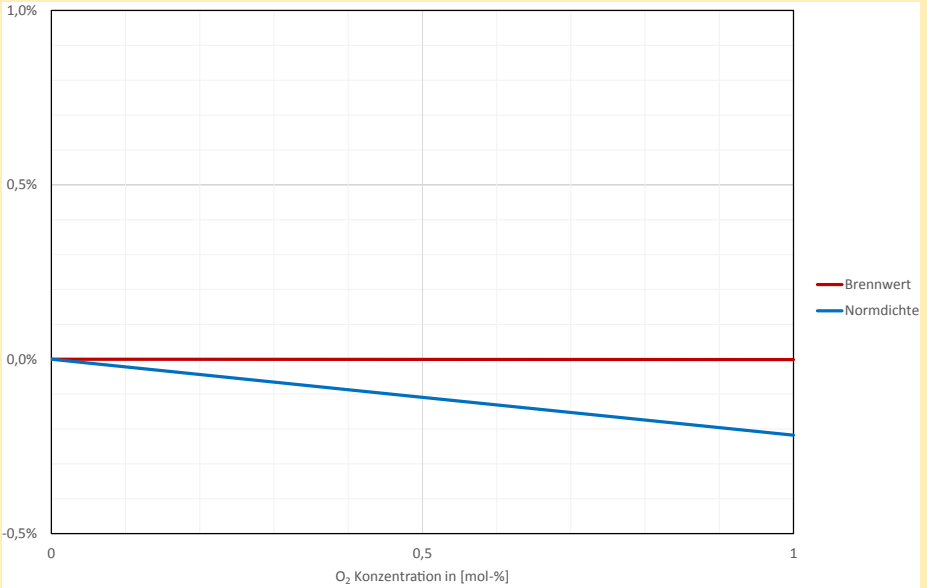


***Bild 3**: Abweichung der berechneten Messwerte für Normdichte und Brennwert des PGC 9301 gegenüber dem PGC 9304 in % für die Sauerstoff-haltigen Gase*

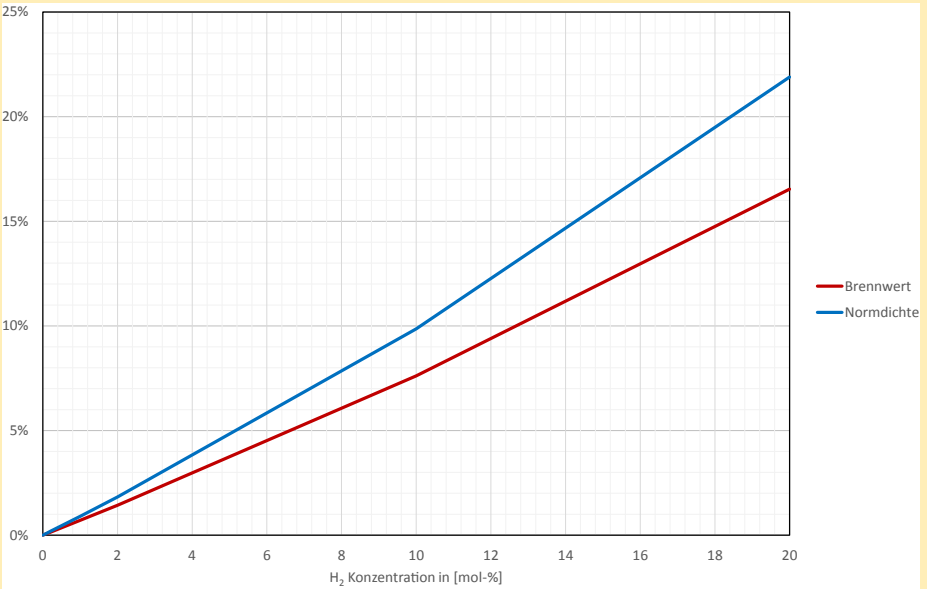


***Bild 4**: Abweichung der berechneten Messwerte für Normdichte und Brennwert des PGC 9301 gegenüber dem PGC 9304 in % für die Wasserstoff-haltigen Gase*

selbst bei sehr hohem Wasserstoffanteil kaum merklich erhöht. Im Endeffekt heißt das, dass der Wasserstoff auf dem 9301 fast „unsichtbar" ist und sich damit etwa so verhalten würde wie Helium und nicht so wie Sauerstoff. Der Wasserstoffanteil wird über die Normierung auf die restlichen Komponenten verteilt. Entsprechende simulierte Analysenergebnisse sind in Tabelle 3 zu finden.

Bild 4 zeigt das Verhalten von Brennwert und Normdichte bis zu einem maximalen Anteil von 20 mol-% Wasserstoff. Deutlich sichtbar ist hier, dass das Verhalten beim Wasserstoff nicht so linear ist, wie bei Sauerstoff und Helium, bei denen nur der Bereich bis maximal 1 % betrachtet wurde. Für den Brennwert zeigt sich, dass der Fehler des Brennwerts (rote Kurve) für 10 % Wasserstoff etwa bei + 10 %, für 20 % Wasserstoff schon bei + 22 % liegt. Die gemessene Normdichte (blaue Kurve) wird wegen der sehr geringen Dichte von Wasserstoff gegenüber Methan ebenfalls überbewertet.

5. Welche Auswirkungen hat das auf die Umwertung?

Die im letzten Abschnitt gezeigten korrekten Messergebnisse des PGC 9304 sowie die fehlerbehafteten Messergebnisse des PGC 9301, würden dann im Umwerter in die Berechnung der Zustandsgleichung eingehen und dort wegen der falschen Gaszusammensetzung (aus den 9301 Ergebnissen) im Weiteren zu einer falschen Kompressibilität bzw. K-Zahl führen.

Da der zu erwartende Fehler im typischen Konzentrationsbereich für Helium und für Sauerstoff sehr gering ist, wird im Weiteren nur noch Wasserstoff untersucht, bei dem in der Praxis wesentlich höhere Konzentrationen eine Rolle spielen werden. **Bild 5** zeigt die Ergebnisse für

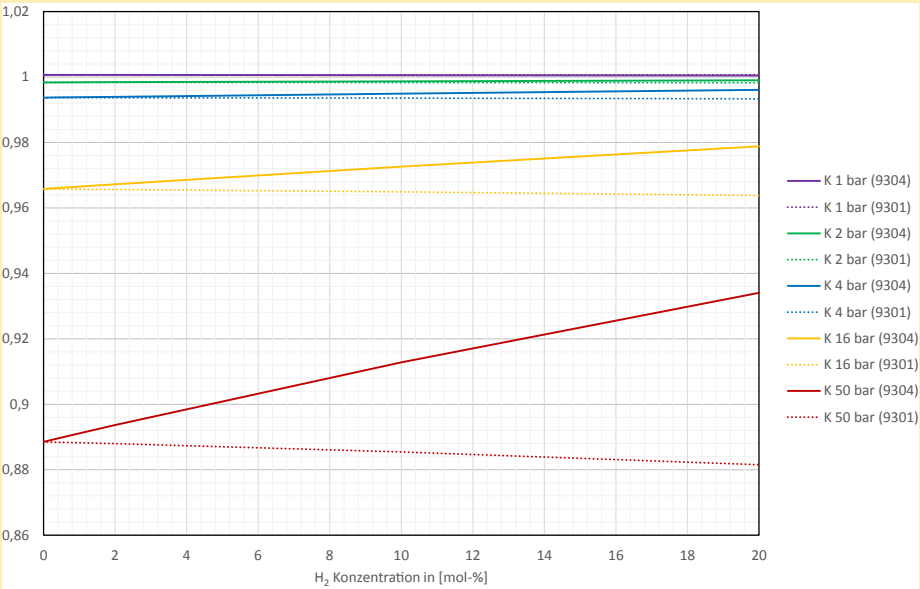


***Bild 5**: Vergleich der berechneten K-Zahl aus dem PGC 9304 mit der berechneten „falschen" K-Zahl aus dem PGC 9301 bei fünf verschiedenen Drücken*

die K-Zahl-Berechnung aus der Zustandsgleichung AGA 8 (2017). Dargestellt ist die K-Zahl in Abhängigkeit von der Wasserstoffkonzentration des Gases. Fünf verschiedene Drücke werden durch die unterschiedlich farbigen Kurven repräsentiert. Die durchgezogenen Linien zeigen dabei jeweils die korrekten Ergebnisse, die auf den PGC 9304 „Messwerten" basieren, die gestrichelten Linien zeigen die fehlerhaften Ergebnisse, die auf den PGC 9301 „Messwerten" basieren.

Zu erkennen ist einerseits, dass der Fehler, der durch die Umwertung basierend auf der falsch ermittelten Gaszusammensetzung beruht, zwar für niedrige Drücke und niedrige Wasserstoffkonzentrationen sehr klein ist, aber sowohl mit zunehmendem Druck als auch mit zunehmender Wasserstoffkonzentration ansteigt. Bei einem Druck von 50 bar sieht man bereits bei 1 mol-% Wasserstoffanteil eine Abweichung zwischen den beiden Kurven, die größer ist als die Abweichung bei 2 bar und 20 mol-% Wasserstoff. Der Fehler in der K-Zahl ist also sehr stark druckabhängig, was sich leicht erklären lässt, da die K-Zahl ein Maß für das nicht-ideale Verhalten eines Gases ist. Bei niedrigem Druck verhalten sich Gase unabhängig von ihrer Zusammensetzung annähernd ideal. Bei hohem Druck verhalten sie sich zunehmend nicht-ideal und die falsch ermittelte Gaszusammensetzung wirkt sich immer stärker aus.

6. Wie würden sich diese Ergebnisse auf die Energieabrechnung auswirken?

Um zu zeigen, wie sich die oben dargestellten „Messfehler" in Brennwert und K-Zahl auswirken, muss die Energie und deren Fehler berechnet werden. Der Energieinhalt ergibt sich aus dem Brennwert multipliziert mit dem Normvolumen. Letzteres kann dargestellt werden als Betriebsvolumen mal der Zustandszahl, welche die K-Zahl sowie die Temperatur und Druckverhältnisse enthält. Die bekannten Fehler der Zustandszahl und des Brennwerts können dann zu einem Gesamtfehler für die Energie zusammengefasst werden, wie in **Bild 6** dargestellt.

$$E = V_n \cdot H_s = V_b \cdot Z \cdot H_s$$

$$E \cdot \delta E = V_b \cdot (Z \cdot \delta Z) \cdot (H_s \cdot \delta H_s)$$

$$E \cdot \delta E = V_n \cdot H_s \cdot \delta H_2$$

$$\delta E = \delta H_2$$

E:	Energie
δE:	Fehler von E
V_n:	Normvolumen
V_b:	Betriebsvolumen
Z:	Zustandszahl
δZ:	H_2-Fehler von Z
H_s:	Brennwert
δH_s:	H_2-Fehler von H_s
δH_2:	H_2-Gesamtfehler

***Bild 6**: Ableitung des berechneten Gesamtfehlers für die Energie aus dem Brennwertfehler und dem Fehler der Zustandszahl*

***Tabelle 4**: Ergebnisse für die Gesamtfehler, die sich aus den Brennwertfehlern und den Fehlern der Zustandszahl zusammensetzen. Die Zustandszahlen wurden jeweils über AGA8 (2017) und SGERG88 (Set B) berechnet*

AGA8	0 mol-% H_2	0,1 mol-% H_2	0,2 mol-% H_2	1 mol-% H_2	2 mol-% H_2	10 mol-% H_2	20 mol-% H_2
1 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,71%	1,43%	7,60%	16,51%
2 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,72%	1,44%	7,66%	16,62%
4 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,73%	1,46%	7,77%	16,86%
16 bar	0,00%	0,08%	0,16%	0,79%	1,60%	8,48%	18,35%
50 bar	0,00%	0,10%	0,21%	1,04%	2,08%	10,94%	23,48%

Gerg88-B	0 mol-% H_2	0,1 mol-% H_2	0,2 mol-% H_2	1 mol-% H_2	2 mol-% H_2	10 mol-% H_2
1 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,71%	1,43%	7,60%
2 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,72%	1,44%	7,66%
4 bar	0,00%	0,07%	0,14%	0,73%	1,46%	7,78%
16 bar	0,00%	0,08%	0,16%	0,80%	1,61%	8,53%
50 bar	0,00%	0,11%	0,21%	1,06%	2,13%	11,17%

Zu beachten ist, dass es bei dieser gesamten Betrachtung ausschließlich um systematische Fehler geht, die aus der fehlerhaften Gaszusammensetzung resultieren und die vorzeichenbehaftet sind. Dabei sind der Brennwert und dessen Fehler direkt von der Gaszusammensetzung abhängig. Die Zustandszahl und deren Fehler hängen von der berechneten K-Zahl sowie von Druck- und Temperaturmessung ab. Letztere können näherungsweise als nicht abhängig von der Zusammensetzung des Gases angesehen werden, sodass der Fehler von Z direkt dem Fehler der K-Zahl entspricht. Schließlich ist der Fehler der Volumenmessung V, wie oben erklärt, unbekannt und kann daher hier nicht berücksichtigt werden. Um eine Atmosphärenkorrektur zu vermeiden, wird noch Umgebungsdruck gleich Standarddruck angenommen.

Geht man so vor und berechnet die sich ergebenden Fehler für die Energie mit AGA8 (2017) und mit SGERG88 (Set B) bei 20 °C und für Drücke zwischen Atmosphäre und 50 bar, erhält man die in **Tabelle 4** dargestellten Ergebnisse.

Zunächst fällt auf, dass der Fehler bis 4 bar praktisch nicht druckabhängig ist und nur vom Brennwert abhängt. Oberhalb von 4 bar wird der Fehler größer, weil der Anteil aus der Umwertung (nicht-ideales Verhalten) mit steigendem Druck wächst und weil beide Fehleranteile das gleiche Vorzeichen haben. Die beiden betrachteten Zustandsgleichungen verhalten sich im untersuchten Bereich sehr ähnlich.

Die wichtigste Erkenntnis ist jedoch, dass der absolute Fehler, der sich für die Energie ergibt, keineswegs vernachlässigt werden kann. Ein Wasserstoffanteil von 0,2 mol-% kann bereits zu mehr als 0,2 % Fehler in der Energie führen. Bei 20 mol-% Wasserstoff und 50 bar Druck liegt der Fehler für die Energie und damit für die Abrechnung bereits bei über 23 %.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Zunächst sollte betont werden, dass es sich bei der gesamten Betrachtung um ein rechnerisches Beispiel handelt. Hierbei wurden einige Vereinfachungen gemacht, die jeweils im Text erwähnt sind. Die hier gezeigten Ergebnisse sind offensichtlich von der gewählten Gaszusammensetzung abhängig, lassen sich also nur qualitativ auf andere Gaszusammensetzungen übertragen. Ein höherer Anteil an langkettigen Kohlenwasserstoffen sollte sowohl den Brennwert-Fehler als auch den K-Zahl-Fehler erhöhen. Ein höherer Anteil an Stickstoff oder Kohlendioxid würde beide Fehler reduzieren.

Eichamtlich betrachtet muss ab 0,1 mol-% Wasserstoff im Erdgas ein Gasanalysegerät wie der RMG PGC 9304 verwendet werden, das den Wasserstoffanteil berücksichtigt, da sonst falsch abgerechnet würde.

Alles in allem könnten heute Erdgase mit bis zu 10 mol-% Wasserstoff eichamtlich korrekt gemessen und abgerechnet werden, wobei das einschränkende Element die Volumenmessung ist, die derzeit nicht für höhere Wasserstoffanteile kalibriert werden kann. Bei Gasanalyse und Umwertung ist schon heute ein Wasserstoffanteil von bis zu 20 mol-% eichamtlich möglich. Für die Zukunft lassen sich diese Grenzen sicher weiter nach oben schieben.

Autor

Dr. **Jan Suhr**
RMG Messtechnik GmbH
Butzbach
Tel.: +49 6033 897 195
E-Mail: jan.suhr@rmg.com

Veröffentlicht in:
gwf-Gas | Energie · Heft 12/2019 · Seite 26–32

Relative Gasdichte – wozu Grenzwerte?

Gasqualität, relative Dichte, Dutton, Wasserstoff, Austauschgase, Power-to-Gas

Simon Vetter, Frank Heimlich und Uwe Klaas

Im derzeitig gültigen Regelwerk DVGW G 260 ist die relative Gasdichte mit Grenzen von 0,55 und 0,75 festgelegt. Das untere Limit entspricht dabei genau der von reinem Methan. Vor dem Hintergrund einer sich wandelnden Gaswirtschaft und der damit einhergehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung wird es jedoch notwendig, auch den Einfluss von Austauschgasen im Erdgas zu betrachten.
Im folgenden Artikel soll daher zur Diskussion gestellt werden, welche Berechtigungen und Hintergründe die derzeitigen Grenzwerte haben und ob diese gegebenenfalls einer Überarbeitung bedürfen.

1. Einleitung

In der aktuellen Fassung des Arbeitsblattes G 260 betragen die Grenzen der relativen Gasdichte 0,55 bis 0,75 [1]. In der DIN EN 16726 sind die Grenzwerte mit 0,555 bis 0,7 festgelegt [2]. Die Bezugsnormen für Prüfverfahren der relativen Dichte sind des Weiteren in EN ISO 6976 und EN ISO 15970 geregelt [3, 4].

In genannter DIN EN 16726 ist für die relative Dichte eine A-Abweichung zu finden: Ungarn regelt über einen nationalen Regierungserlass, dass keine Beschränkung der relativen Dichte vorgesehen ist. Lediglich eine indirekte Begrenzung der relativen Dichte über den Wobbe-Index ist gegeben, jedoch nicht direkt über Grenzwerte der relativen Dichte.

Die ungarische A-Abweichung ist nur ein Grund, um die relative Dichte in ihren aktuellen Grenzen zu hinterfragen. Beachtenswert ist ebenfalls die Zukunft der Gaswirtschaft mit den zu erwartenden Änderungen der Gaszusammensetzungen. Immer mehr gewinnen Zusatz- und Austauschgase an Bedeutung, allen voran Wasserstoff. Da eine Einspeisung der Austauschgase eine Änderung der Eigenschaften der Erdgas-Austauschgas-Gemische bedingt, soll auch in diesem Zusammenhang die relative Dichte mit ihren jetzigen Grenzwerten beleuchtet werden.

1.1 Bedeutung der relativen Dichte

Die DIN EN ISO 16726 schreibt die aktuellen Grenzwerte der relativen Dichte von 0,555 bis 0,7 vor [2]. In der Bezugsnorm DIN EN ISO 6976 ist die relative Dichte definiert als „Quotient aus der Dichte eines Gases und der Dichte trockener Luft mit Referenzzusammensetzung bei den gleichen gegebenen Temperatur- und Druckbedingungen“ [4]. Dabei ist die Zusammensetzung von Referenzluft festgelegt in ISO/TR 29922, wo der Wert M_{Luft} = (28,96546 ± 0,00017) kg $kmol^{-1}$ [5] abgeleitet wird.

Die Dichte ist eine praktisch gut handhabbare Kenngröße. So ermöglicht sie etwa durch die Blendengleichung eine direkte Verknüpfung von Dichte und Differenzdruck zum Massenfluss. Schon Wobbe beobachtete 1926, dass die Flussgeschwindigkeit eines Gases durch eine gegebene Blendengröße bei konstantem Druck proportional zur relativen Dichte ist [6]. Die relative Dichte hat auch eine praktische Bedeutung: Wird sie an der Spitze von Bohrlochköpfen gemessen, kann mittels der erhaltenen Werte eine Aussage über die Zusammensetzung des Gases getroffen werden [7]. Die relative Dichte eines Gases ist proportional zum Molekulargewicht, wenn die Messung bei niedrigen Drücken erfolgt und sich das Gas somit nahezu ideal verhält.

Ein Beispiel dafür, dass die Angabe der relativen Dichte mit anderen Parametern eines Gases korreliert wurde beispielsweise 2011 von Lateef et al. erbracht [8]. Im besagten Fall wurden 200 verschiedene Erdgas-Proben mit Methan-Anteilen zwischen 0,74 und 0,9985 bezüglich des Zusammenhangs zwischen Wärmekapazität und relativer Dichte untersucht. Dabei wurde herausgefunden, dass Gase unterschiedlicher Zusammensetzung bei gleicher relativer Dichte eine gleiche spezifische Wärmekapazität c_p aufweisen (**Bild 1**).

Gezeigt sind die Graphen zweier Gase, bei denen die spezifische Wärmekapazität c_p gegen die Temperatur T aufgetragen wurde. Das erste Gas weist eine Zusammensetzung von 80 % Methan und 20 % Ethan auf, während das zweite Gas aus 90 % Methan und 10 % Propan zusammengesetzt ist. Trotz dieser Unterschiedlichkeit weisen beide Gase im gezeigten Temperaturbereich nahezu identische spezifische Wärmekapazitäten auf, sodass die relative Dichte zusammen mit der Temperatur eine gute Darstellung des Parameters spezifische Wärmekapazität liefert.

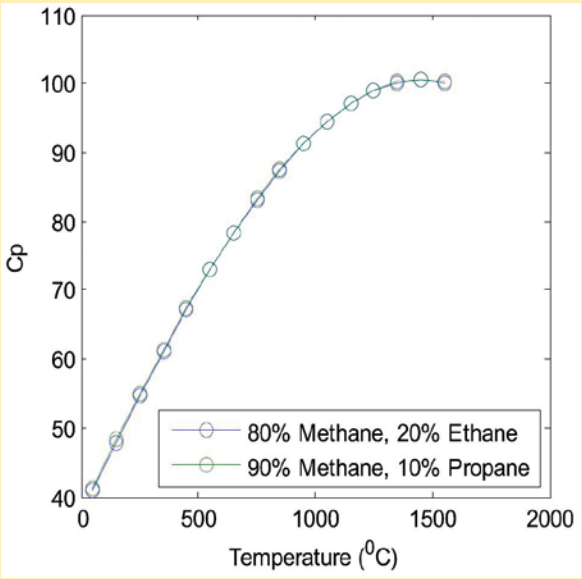


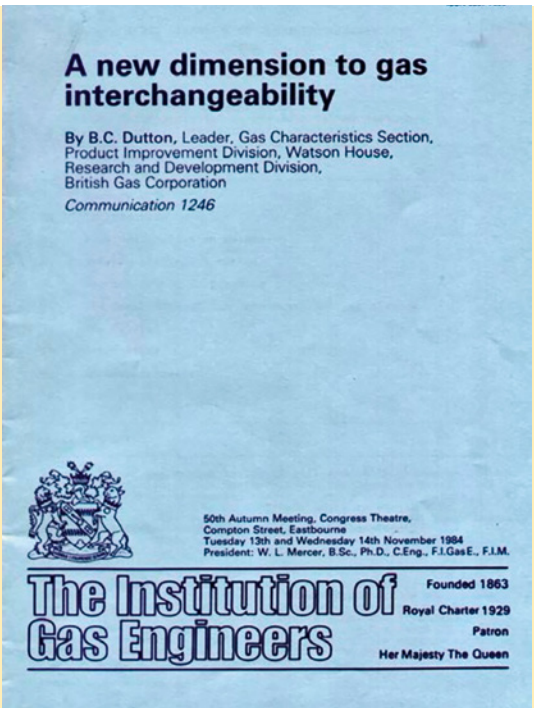
***Bild 1**: Vergleich der spezifischen Wärmekapazitäten zweier Gase mit gleicher relativer Dichte, aber unterschiedlichen Zusammensetzungen [8]*

Es lässt sich also festhalten, dass die relative Dichte prinzipiell dazu geeignet ist, eine Aussage über andere Parameter eines Gases zu treffen. Im folgenden Abschnitt soll darauf näher eingegangen und auch gezeigt werden, wie mithilfe des sogenannten Dutton-Ansatzes eine Erklärung für die aktuellen Grenzwerte der relativen Dichte basierend auf Gasparametern möglich ist.

2. Betrachtung der Grenzwerte

2.1 Der *Dutton*-Ansatz

Im England der 1970er und 1980er standen die südlichen Nordseefelder, welche damals Hauptquelle des englischen Erdgases waren und eine recht stabile Gasqualität aufwiesen, vor einer erwarteten Erschöpfung [9, 10]. Entsprechend war davon auszugehen, dass die Erdgas-Bezugsquellen sich zeitnah ändern würden, da auf andere Quellen als die Erdgas-Felder in der südlichen Nordsee zurückgegriffen werden musste – beispielsweise auf andere Felder oder synthetische Erdgase (substitute natural gas, SNG). Im Zuge des bevorstehenden Wandels kam der Ruf nach einer Methode auf, Gase und ihre Qualitäten hinsichtlich ihrer Austauschbarkeit zu vergleichen. Maßgeblich waren dabei zum einen Sicherheitsbedenken, da bestehende Gasverwender eingeschränkte Toleranzbereiche bezüglich ihrer Verbrennungscharakteristik hatten. Zum anderen waren auch kommerzielle Interessen von Relevanz, weil die Kosten einer möglichen notwendigen Gasbehandlung im Raum standen [10]. Untersuchungen von B. C. Dutton und der British Gas Corporation führten zu dem im Folgenden als Dutton-Ansatz bezeichnetem Modell für die Austauschbarkeit von Gasen [11], (**Bild 2**).


A new dimension to gas interchangeability

By B.C. Dutton, Leader, Gas Characteristics Section, Product Improvement Division, Watson House, Research and Development Division, British Gas Corporation

Communication 1246

50th Autumn Meeting, Congress Theatre, Compton Street, Eastbourne
Tuesday 13th and Wednesday 14th November 1984
President: W. L. Mercer, B.Sc., Ph.D., C.Eng., F.I.Gas E., F.I.M.

The Institution of Gas Engineers

Founded 1863
Royal Charter 1929
Patron
Her Majesty The Queen

***Bild 2**: Veröffentlichung von B. C. Dutton zur Austauschbarkeit von Gasen [10]*

Die Idee des Dutton-Ansatzes war, dass das Flammenverhalten von Endgeräten bei verschiedenen Gaszusammensetzungen untersucht und auf die Zusammensetzung des verwendeten Gases zurückgeführt werden sollte. Da Erdgase jedoch komplexe Zusammensetzungen aufweisen, wird eine Näherung verwendet, welche Erdgas als Gemisch aus lediglich vier einzelnen Komponenten beschreibt:

Erdgas = Methan + Propan + Stickstoff + Wasserstoff

Damit vereinfacht der Dutton-Ansatz Erdgas zu einem Gemisch aus Methan, Propan (als Vertreter der höheren Kohlenwasserstoffe), Stickstoff (als Vertreter der Inertspezies) und Wasserstoff.

Um auch höhere Kohlenwasserstoffe und Inertspezies zu betrachten, bei denen es sich nicht um Propan beziehungsweise Stickstoff handelt, werden diese als Äquivalent Propan respektive Äquivalent Stickstoff umgerechnet und erfasst, siehe dazu Abschnitt 2.1.4.

Um eine Vergleichbarkeit verschiedener Gase quantifizier- und damit messbar zu machen, werden Vergleichsparameter benötigt. Der Dutton-Ansatz verfolgt eine praxisorientierte Lösung und so wird das Verhalten der Flammen von gasverwendenden Geräten wie Brennern und Kochfeldern untersucht. Um das Verhalten der Flammen – und damit letztlich auch die Austauschbarkeit von Gasen – zu beurteilen, werden deswegen beim Dutton-Ansatz drei Flammenparameter eingeführt.

2.1.1 Incomplete Combustion Factor

Der Faktor für unvollständige Verbrennung (incomplete combustion factor, ICF) gibt an, wie vollständig die Verbrennung des Gases ist.

Im Idealfall der vollständigen Verbrennung verbrennt Methan lediglich unter Bildung von Kohlenstoffdioxid und Wasser:

$$CH_4 + 2\,O_2 \rightarrow CO_2 + 2\,H_2O \qquad (1)$$

Im nicht idealen Fall der unvollständigen Verbrennung bilden sich jedoch je nach Stöchiometrie und Bedingungen andere Verbrennungsprodukte, etwa Kohlenstoffmonoxid (CO).

Im Zuge seiner Untersuchungen stellte Dutton fest, dass erdgasbetriebene Durchlauferhitzer besonders anfällig sind für die unvollständige Verbrennung. Als Maß dafür gilt der Faktor für unvollständige Verbrennung, welcher das Verhältnis CO/CO_2 angibt.

2.1.2 Lift Index

Der von Dutton aufgestellte Faktor für das Abheben der Flamme (lift index, LI) ist ein Maß für die Abhebung der Brennerflamme vom Brenner.

Das Phänomen wurde von Dutton besonders gut an Gas-Kochfeldern beobachtet. Gemessen wird der Faktor für das Abheben der Flamme als „Lift Number" von 0 bis 6: Dabei bedeutet 0 keine sichtbare Ablösung und 6 die vollständige Ablösung von 50-100 % der Flammen vom Brenner.

2.1.3 Soot Index

Mit dem Index für Rußbildung (soot index, SI) hielt Dutton fest, wie stark die Flamme zu Rußbildung neigt.

Die Rußbildung ist quantifizierbar als Verhältnis der Ruß verursachenden Brennerbelüftung zur normalen Brennerbelüftung, welche vorher ermittelt wurde. Zur damaligen Zeit wurde die Rußbildung von Flammen allerdings eher als ein ästhetisches und weniger als ein sicherheitsrelevantes Problem gesehen.

2.1.4 Näherung PN

Um die verwendeten Erdgase zu vergleichen, werden diese wie schon oben beschrieben für den Dutton-Ansatz angenähert als:

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} + \text{Propan} + \text{Stickstoff} + \text{Wasserstoff} \quad (2)$$

Reale Gase, so wie auch die von Dutton für seine empirischen Untersuchungen verwendeten Testgase, enthalten jedoch deutlich mehr Komponenten. Zur Berücksichtigung dieser zusätzlichen Komponenten werden diese unterteilt in höhere Kohlenwasserstoffe und in Inertspezies und als Äquivalent Propan (P) sowie als Äquivalent Stickstoff (N) erfasst.

Sämtliche enthaltenen Komponenten im Erdgas, bei denen es sich um höhere Kohlenwasserstoffe handelt, werden als Äquivalent Propan zusammengefasst. Dabei muss beachtet werden, dass der Kohlenstoffgehalt und das Molvolumen gleichbleiben. Enthält das Erdgas beispielsweise Butan, so ist das entsprechende Äquivalent

$$2\,C_4H_{10} + CH_4 \rightarrow 3\,C_3H_8 \quad (3)$$

Auf diese Weise lassen sich die höheren Kohlenwasserstoffe als Äquivalent Propan zusammenfassen. Diese Vereinfachung funktioniert gut, da die höheren Kohlenwasserstoffe ähnliche Flammengeschwindigkeiten aufweisen.

Analog werden sämtliche im Erdgas enthaltenen inerten Spezies als Äquivalent Stickstoff zusammengefasst. Das Äquivalent Stickstoff ist damit die Menge, die, gemischt mit den nichtinerten Gasbestandteilen, eine Mischung mit demselben Wobbe-Index ergibt wie die ursprüngliche Gaszusammensetzung.

Durch diese Näherung wird das reale Erdgas zu einem aus Methan, Wasserstoff sowie Äquivalenten bestehenden hypothetischem Gas mit demselben Wobbe-Index wie das reale Erdgas vereinfacht. Diese Vereinfachung nach Dutton lautet dann:

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} + (\text{Äquivalent})\ \text{Propan} + (\text{Äquivalent})\ \text{Stickstoff} + \text{Wasserstoff} \quad (4)$$

Mit diesem Ansatz und den drei Flammenparametern wird durch graphische Auftragung das Dutton-Diagramm erhalten.

2.1.5 Das Dutton-Diagramm

Das Dutton-Diagramm als eine graphische Methode zur Quantifizierung der Austauschbarkeit von Gasen wird erhalten durch die Auftragung des Wobbe-Index auf der Ordinate gegen die Zusammensetzung des Gases auf der Abszisse (PN: Äquivalent Propan + Äquivalent Stickstoff), (**Bild 3**).

In einem gewissen Bereich von Wobbe-Index und Gaszusammensetzung wurde von Dutton experimentell und empirisch unter Verwendung verschiedener Prüfgase, welche auch CO_2, Alkene und Wasserstoff enthielten [12], eine zufriedenstellende Verbrennung festgestellt. Dieser Bereich, in welchem Gase als „austauschbar" deklariert sind, wird limitiert durch die drei

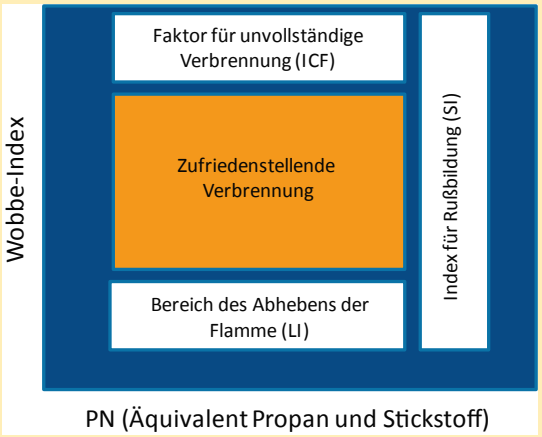


***Bild 3**: Schema des Dutton-Diagramms. Der Bereich, in welchem zufriedenstellende Verbrennung stattfindet, wird von drei Flammenparametern begrenzt [nach 10]*

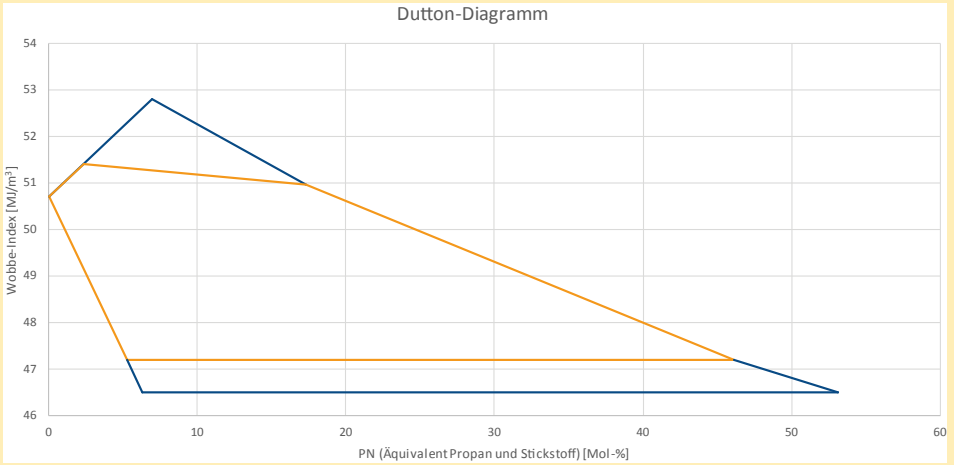


***Bild 4**: Reales Dutton-Diagramm in GS(M)R-Grenzwerten [nach 14]*

Flammenparameter, siehe Bild 3: Der Faktor für unvollständige Verbrennung (ICF) als ein Maß für die Vollständigkeit der Verbrennung legt die obere Grenze des Wobbe-Index fest, da bei zu hohem Wobbe-Index unvollständige Verbrennung und daraus resultierende Freisetzung von CO auftritt. Bei zu niedrigem Wobbe-Index kann es zu Flammenabhebung kommen, die Flamme wird instabil und geht möglicherweise sogar aus, was mit dem Faktor für die Abhebung der Flamme (LI) berücksichtigt wird. Die Begrenzung durch den Index für Rußbildung (SI) ist ein Resultat aus Ruß-Entwicklung der Flammen und sich bildenden Ruß-Ablagerungen.

Die Auftragung der Grenzwerte im zweidimensionalen Diagramm ergibt dann das Dutton-Diagramm in **Bild 4**.

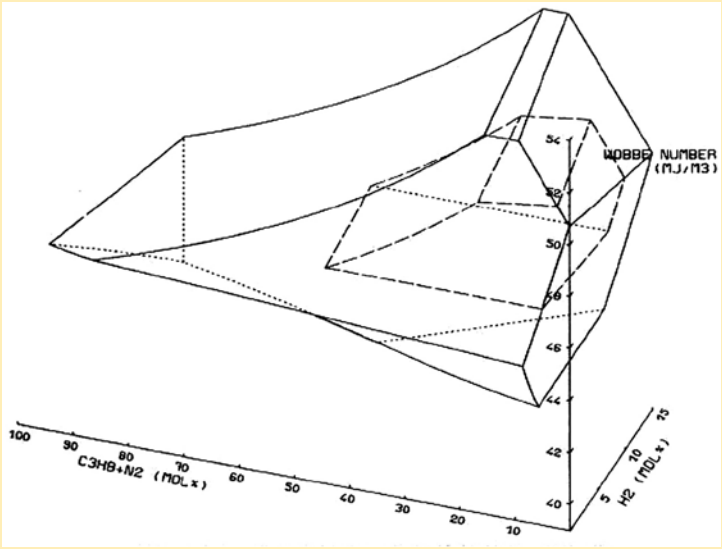


***Bild 5**: Dreidimensionales Dutton-Diagramm unter Berücksichtigung von Wasserstoff im Erdgas mit dreidimensionalem „Austauschvolumen“ [12, 15]*

Das Dutton-Diagramm hat sich gerade im britischen Raum bewährt und die Grenzen der Flammenparameter ICF, SI und LI wurden dort, zusammen mit geringfügigen Änderungen durch die British Gas Corporation, in die Gas Safety (Management) Regulations 1996 [GS(M)R] aufgenommen [13].

Bereits im Dutton-Diagramm wurde die Möglichkeit von Wasserstoff im Erdgas berücksichtigt. Dutton schlug eine Grenze von 10 Mol-% vor, um SNG einspeisen zu können, was aber in Großbritannien nicht durchgeführt wurde [14]. Im so entstandenen Dutton-Diagramm wird dann in z-Richtung des Diagramms der Anteil Wasserstoff im Gas aufgetragen, so dass sich eine dreidimensionale Auftragung ergibt (**Bild 5**).

Zu sehen sind bei der Auftragung in Bild 5 die oberen und unteren Grenzen im Falle von Wasserstoff im Erdgas. In den meisten Fällen wird die Dimension Wasserstoff-Anteil jedoch nicht betrachtet, zumal die englischen Grenzwerte ohnehin nur 0,1 Mol-% Wasserstoff im Erdgas erlauben und Wasserstoff bis dato kaum im Erdgas vorkommt.

Vor dem Hintergrund des aktuellen Wandels des Gasmarkts ist aber gerade die Frage nach Wasserstoff im Erdgas aktueller denn je.

2.2 Der obere Grenzwert der relativen Dichte

Das Dutton-Diagramm in seiner zweidimensionalen Form lieferte zum Zeitpunkt seiner Erstellung eine gute Richtline für die Austauschbarkeit von Gasen. Für den praktischen Gebrauch war jedoch die Abszisse mit der wenig greifbaren Einheit „PN“ (Äquivalent Propan und Stickstoff) umständlich zu verwenden.

Bereits 2007 machte daher die Economic Regulation Authority von Westaustralien (ERAWA) den Vorschlag, die Äquivalentmethode durch die Verwendung der relativen Dichte überflüssig

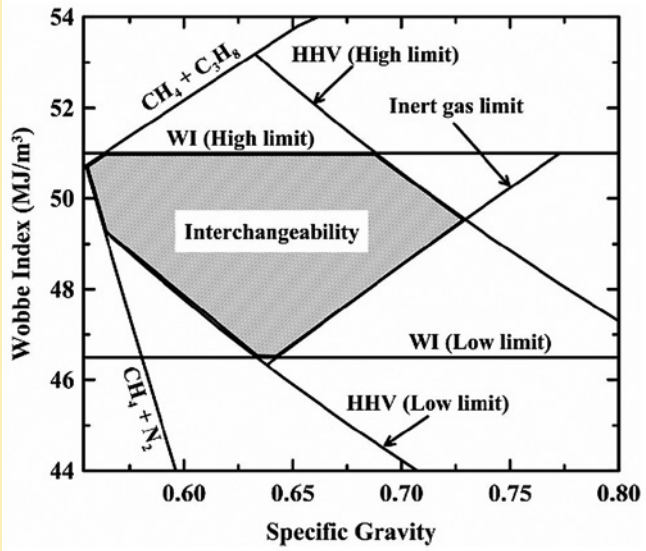


***Bild 6**: Das „S diagram" Die Auftragung des Wobbe-Index erfolgt dabei gegen die relative Dichte, entsprechend ist die Äquivalentmethode obsolet [17]*

zu machen [16]. In dem so erstellten „S diagram" in **Bild 6** ist der Wobbe-Index gegen die relative Dichte aufgetragen.

Daraus ergibt sich eine Vereinfachung im Vergleich zum Dutton-Diagramm, da die Äquivalentmethode nicht mehr angewendet werden muss und alle Einheiten des Diagramms sofort mess- und erfassbar sind. Zudem war es so für Westaustralien einfach, eine Harmonisierung der bestehenden Verfahren zur Austauschbarkeit von Gasen mit den europäischen Standards zu erreichen. Da die relative Dichte eines Gases proportional zum Anteil von höheren Kohlenwasserstoffen und Inertgasen steigt, können die Eigenschaften des oberen Grenzwertes des Brennwertes mittels der relativen Dichte abgebildet werden.

Eine weitere Bestätigung dafür, dass die Äquivalentmethode durch die relative Dichte ersetzt werden kann, lieferte 2016 das britische Gasverteilunternehmen SGN in einer Studie: Im Projekt „Opening up the Gas Market" [14] wurde geprüft, ob Gas, welches sowohl die Spezifikationen der European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas (EASEE-gas) erfüllt, aber zugleich außerhalb der aktuellen GS(M)R-Grenzwerte liegt, sicher und effizient in Großbritannien verteilt und verwendet werden kann. Im Rahmen des Projekts wurde auf die schon durch EASEE-gas herausgestellte Bedeutung und Verknüpfung von Wobbe-Index und relativer Dichte verwiesen [18].

Mittels einer Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von hypothetischen Gasgemischen wird der Zusammenhang zwischen den aus Dutton bekannten Parametern Äquivalent Propan und Äquivalent-Stickstoff zur relativen Dichte hergestellt. Die für die Simulation verwendeten Gase sind so gewählt, dass sie typische Erdgase in Großbritannien repräsentieren, die sowohl inner- als auch außerhalb der Spezifikationen der GS(M)R liegen.

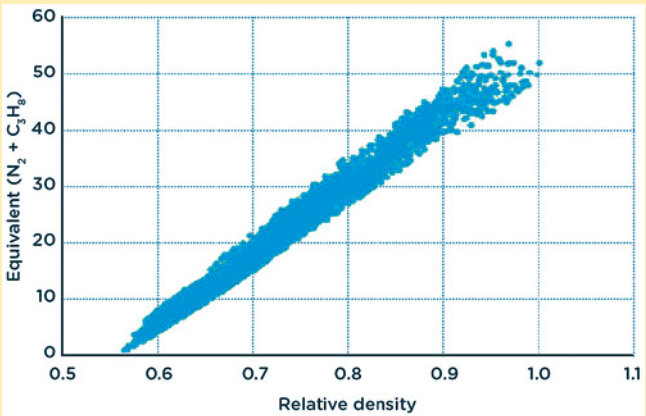


***Bild 7**: Nachweis der Eignung des Parameters relative Dichte als Näherung für die Äquivalente Stickstoff und höhere Kohlenwasserstoffe (PN) mittels Monte-Carlo-Simulation [14]*

An der Auftragung in **Bild 7** der Äquivalentparameter von Dutton gegen die relative Dichte ist erkennbar, dass die relative Dichte eine gute Näherung für die Äquivalente im Bereich bis ca. 0,7-0,75 darstellt. Dieser Bereich deckt sich auch mit den aktuellen Grenzwerten der relativen Dichte aus DIN EN 16726 (0,7) und G 260 (0,75).

Außerdem konnte sowohl in der SGN-Studie als auch im GASQUAL-Projekt bestätigt werden, dass ein oberer Grenzwert der relativen Dichte von 0,7 die Rußbildung verhindert [14], da so der Anteil der höheren Kohlenwasserstoffe begrenzt wird [19]. Auch in Kapitel 4.3.1. des Arbeitsblattes G 260 wird auf die Notwendigkeit einer Begrenzung des Gehalts an höheren Kohlenwasserstoffen hingewiesen [1].

Somit lässt sich festhalten, dass der aktuelle obere Grenzwert der relativen Dichte den Gehalt der höheren Kohlenwasserstoffe und Inertgase begrenzt.

2.3 Der untere Grenzwert der relativen Dichte

Was den unteren Grenzwert der relativen Dichte angeht, so ist dieser derzeit mit 0,55 (G 260) beziehungsweise 0,555 (DIN EN 16726) festgelegt.

Der Grund für die derzeitige Untergrenze liegt aller Ansicht nach im Dichteverhältnis von reinem Methan zu Luft begründet: Die Festlegung der relativen Dichte nach DIN EN 16726 bezieht sich auf die Referenzzusammensetzung von trockener Luft nach ISO/TR 29922 [5]. Unter Verwendung der Dichte von Luft mit Referenzzusammensetzung ergibt sich eine relative Dichte von

$$G = \frac{\rho_{Methan}}{\rho_{Luft}} = \frac{0{,}7175\ \text{kg kmol}^{-1}}{1{,}2931\ \text{kg kmol}^{-1}} = 0{,}5549 \qquad (5)$$

Entsprechend lässt sich der untere Grenzwert dahingehend erklären, dass nur reines Methan betrachtet wird: Ohne Wasserstoffanteil ist Methan das leichteste der Gase in einem realen Erdgas.

Der oben beschriebene Dutton-Ansatz mit seiner Vereinfachung von Erdgas lässt denselben Schluss zu. Bei Dutton wird Erdgas als Gemisch folgender Zusammensetzung angesehen:

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} + (\text{Äquivalent})\ \text{Propan} + (\text{Äquivalent})\ \text{Stickstoff} + \text{Wasserstoff} \quad (6)$$

Sind im Erdgas jedoch weder höhere Kohlenwasserstoffe (Äquivalent Propan) noch Inertspezies (Äquivalent Stickstoff) noch Wasserstoff vorhanden, so vereinfacht sich die „Gleichung" zu

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} \quad (7),$$

womit sich auch die Betrachtung der Dichte reinen Methans mittels obiger Rechnung als alleinige Einflussgröße auf die Untergrenze der relative Dichte erklären lässt.

2.4 Die 1. Gasfamilie und ihre Grenzwerte für die relative Dichte

Ein weiterer Hinweis auf die Verwendung von reinem Methan als Grenze für die relative Dichte einer Gaszusammensetzung findet sich in früheren Versionen der G 260 bei den Grenzwerten für die 1. Gasfamilie.

Diese wasserstoffreichen, insbesondere aus der Kohleverkokung stammenden Gase werden in Deutschland seit 1995 nicht mehr verteilt. Sie sind innerhalb der 1. Gasfamilie unterteilt in Stadt- (Gruppe A) und Ferngase (B). Bei den Ferngasen ist noch in der G 260 aus 2008 ein Wasserstoffvolumenanteil von 45-67 ± 5 % zulässig [20]. Die Grenzen der relativen Dichte betragen hier 0,32-0,55, wobei hier die Obergrenze der relativen Dichte reinen Methans entspricht.

Für die ehemals als Stadtgas zulässige Gruppe A waren nur Wasserstoffvolumenanteile von 40-60 ± 5 % zulässig. Entsprechend liegen die Grenzen der relativen Dichte mit 0,4-0,6 etwas höher.

Somit scheint die Verwendung der relativen Dichte reinen Methans auch als Obergrenze gängige Praxis gewesen zu sein.

2.5 Geschichte der relativen Dichte im DVGW Arbeitsblatt G 260

Ein Rückblick auf die fast 100jährige Geschichte des Arbeitsblattes G 260 fördert auch die bewegte Geschichte der relativen Dichte im Verlauf der Zeit zutage. Das Arbeitsblatt, welches eines der ältesten technischen Regeln darstellt, ist der Vermittler zwischen Gaserzeugern und Gasverwendern [21].

Die ersten „richtigen" technischen Richtlinien wurden 1921 als „Krummhübeler Richtlinen" festgehalten [22]. Bereits in dieser Ausgabe wird auf die Dichte des Gases eingegangen: „Das spezifische Gewicht des Mischgases soll also 0,5 nicht überschreiten".

In den „Berliner Richtlinien" aus 1939 wird die relative Dichte dann als „Dichteverhältnis bezeichnet, welches sich zwischen 0,4 und 0,5 bewegen soll [23]. Diese Bezeichnung findet sich auch in der G 260 aus 1959, (**Bild 8**) [24].

Die heute verwendeten Grenzwerte von 0,55 bis 0,7 tauchen dann in der Ausgabe der G 260 vom Januar 1973 auf [25].

Dass dieser Bereich nicht als unveränderliche Grenze anzusehen ist, machen dann die Ergänzungsregeln für Gase der zweiten Gasfamilie G 260/II von März 1990 deutlich: Beim Einsatz von Flüssiggas/Luft-Gemischen als Austauschgas wurde der Grenzwert der relativen Dichte auf 0,95 angehoben [26].

	Kurzbezeichnung	Dimension	Gruppe A Mischgas	Gruppe B Kohlengas
a) Oberer Heizwert (Verbrennungswärme) (Siehe auch Anmerkung III, 1)	Ho			
Hauptwert		kcal/Nm^3	4200	4700
Bereich, in welchem örtlich ein Mittelwert gewählt werden kann		kcal/Nm^3	4100 bis 4300	4500 bis 4800
Zulässige Schwankungen			± 100 (absolut)	± 100 (absolut)
b) Dichteverhältnis (Luft = 1) (Siehe auch Anmerkung III, 1)	d_v			
Hauptwert			0,48	0,40
Bereich, in welchem örtlich ein Mittelwert gewählt werden kann			0,45 bis 0,55	0,37 bis 0,45
Zulässige Schwankungen			± 0,03 (absolut)	± 0,03 (absolut)
c) Wasserstoffgehalt	H_2			
Bereich, in welchem örtlich ein Mittelwert gewählt werden kann		Vol. %	43 bis 50	50 bis 60
Zulässige Schwankungen			± 3 (absolut)	± 3 (absolut)
d) Inertengehalt ($CO_2 + N_2$)		Vol. %	max. 20	max. 15
e) Gasdruck (Fließdruck) (Siehe auch Anmerkung III, 1)	p	mm WS	= mindestens 80 vor dem Zähler des Abnehmers (Siehe auch Anmerkung III, 2)	

***Bild 8**: G 260 aus 1959 mit Angabe des Dichteverhältnisses [24]*

Die Geschichte der Grenzwerte der relativen Dichte in der G 260 ist also eine Geschichte der Veränderungen. Das gilt zunächst für den Begriff der relativen Dichte, welche zuerst als „spezifisches Gewicht", dann „Dichteverhältnis" und letztlich „relative Dichte" bezeichnet wird. Aber auch die Grenzwerte selbst waren in der Vergangenheit veränderlich, hervorgerufen durch Veränderungen der Gaswirtschaft.

3. Zusammenfassung

Die aktuell gültigen Ober- und Untergrenzen der relativen Dichte lassen sich anhand der Gasbeschaffenheit des derzeit transportierten Erdgases technisch begründen.

Ein unterer Grenzwert von 0,555 respektive 0,55 entspricht der Dichte von reinem Methan. Auch der Dutton-Ansatz kann diesen Wert erklären: Entfallen alle Komponenten des Erdgases

außer der Hauptkomponente Methan, bleibt nur noch dessen Dichte als die Dichte beeinflussender Parameter übrig.

Die Obergrenze von 0,7 beziehungsweise 0,75 beschränkt maßgeblich den Anteil von höheren Kohlenwasserstoffen, was auch in Kapitel 4.3.1. der G 260 (2013) gefordert wird. Auch das GASQUAL-Projekt bestätigt die Limitierung des C_{3+}-Anteils durch einen oberen Grenzwert der relativen Dichte von 0,7 [19]. Im Dutton-Ansatz findet sich diese Begrenzung des Gehalts an höheren Kohlenwasserstoffen im Index für Rußbildung (SI) wieder.

Hinsichtlich der Austauschbarkeit von Gasen ist die relative Dichte insofern bedeutsam, als dass sie die Gaszusammensetzung berücksichtigt. So wird sichergestellt, dass Gase bei gleicher Wärmemenge auch hinsichtlich ihrer Gasbeschaffenheit auf Austauschbarkeit hin verglichen werden können. Somit ergänzt die relative Dichte den Wobbe-Index, welcher je nach Prozess als alleinige verbrennungstechnische Kenngröße unzureichend ist [27]. Die Wichtigkeit dieser beiden Parameter – auch in Kombination – ist bestätigt worden [28].

Es stellt sich somit nicht die Frage nach der Daseinsberechtigung der relativen Dichte, sondern nach der Aktualität beziehungsweise Notwendigkeit der derzeit gültigen Grenzwerte.

Im Zuge der Dekarbonisierung der Gaswirtschaft und der damit verbundenen angestrebten Verwendung von „grünen" Austauschgasen aus regenerativen Quellen ist mit einem zunehmenden Anteil an Austauschgasen, etwa durch Power-to-X-Technologien, zu rechnen. Für den bestehenden Dutton-Ansatz empfiehlt sich dann dessen Änderung von

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} + \text{Propan (äquivalent)} + \text{Stickstoff (äquivalent)} + \text{Wasserstoff} \quad (8)$$

zu

$$\text{Erdgas} = \text{Methan} + \text{Propan (äquivalent)} + \text{Stickstoff (äquivalent)} + \text{GG}, \quad (9)$$

um den zu erwartenden Veränderungen in der Gaswirtschaft Rechnung zu tragen. Dabei steht GG allgemein für Austauschgase, wie beispielsweise Wasserstoff, aus regenerativen Quellen. Dessen Beimischung wird aktuell durch die Grenzwerte der relativen Dichte auf ca. 15 Vol.-% für Holland-L sowie Nordsee-H [29] und ungefähr 4 Vol.-% bei russischem Erdgas limitiert.

Durch einen steigenden Anteil Wasserstoff im Erdgas wird sich die relative Dichte verringern, da diese maßgeblich durch die höheren Kohlenwasserstoffe erhöht wird. Die untere Grenze wird sich entsprechend mit steigender Wasserstoffkonzentration der Dichte von Wasserstoff annähern.

Dass eine Anpassung der Grenzwerte der relativen Dichte grundsätzlich möglich ist, zeigt allein schon ein Blick in die Vergangenheit der G 260. In der Ausgabe Mai 2008 des Arbeitsblattes G 260, 5.2.2 war für eine Zumischung von Stadtgas zum Erdgas für das Gemisch sogar ein Wasserstoffgehalt von 12 % zugelassen, die Verträglichkeit industrieller Gasabnehmer vorausgesetzt [20].

Zudem werden Gasgeräte nach DIN EN 437 mit dem Prüfgas G 222 „Grenzgas für das Rückschlagen der Flammen" getestet [30]. Dieses Prüfgas enthält 23 Vol.-% Wasserstoff in Methan, die relative Dichte beträgt 0,443. Somit müssen die damit getesteten Gasgeräte bereits heute mindestens kurzzeitig mit einer derart niedrigen relativen Dichte funktionieren.

Die aktuellen Grenzwerte gilt es also kritisch zu hinterfragen, damit die Gaswirtschaft auch in Zukunft mit grünem Gas ihren Anteil zu einer regenerativen, sektorenübergreifenden Energiewende leisten kann – getreu dem Schlusssatz des Arbeitsblattes G 260 aus 1959: „Gutes Gas in gutem Gerät!".

Literatur

[1] DVGW Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit. Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V., Bonn, 2013-03

[2] DIN EN 16726, Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas – Gruppe H; Deutsche Fassung EN 16726:205

[3] EN ISO 15970, Erdgas – Messung der Eigenschaften – Volumetrische Eigenschaften: Dichte, Druck, Temperatur und Kompressibilitätsfaktor (ISO 15970)

[4] DIN EN ISO 6976, Erdgas – Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung (ISO 6976)

[5] ISO/TR 29922: Natural Gas – Supporting Information on the calculation of physical properties according to ISO 6976

[6] Wobbe, G.: La definizione della qualita del gas, L'industria del gas e degli acquedotti, Jahrgang 15, Nr. 11, Rom, 30. November 1926, S. 165-172

[7] PetroWiki, Gas properties. https://petrowiki.org/Gas_properties (31.01.2019)

[8] Kareem, L. A; Iwalewa, T. M. und Omeke, J. E.: Specific Heat Capacity of Natural Gas; Expressed as a Function of Its Specific gravity and Temperature, Journal of Natural Gas Science and Engineering 19 (2014), S. 74-83

[9] McCluskey, I.: Gas Quality standards, UNC Transmission Workgroup Meeting 7th December, 2017. https://gasgov-mst-files.s3.eu-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/page/2017-12/UNC%20Transmission%20Working%20Group.pdf (31.01.2019)

[10] Lander, D.: Dutton revisited, Oban project 2014-2016, https://www.sgn.co.uk/uploadedFiles/Marketing/Pages/Publications/Docs-Innovation-Oban/SGN-Innovation-Oban-project-dissemination-event-Dave_Lander_Dutton_Diagram.pdf (31.01.2019)

[11] Dutton, B.C.: A new dimension in gas interchangeability, Communication 1246, 50th Autumn meeting at Eastbourne, Institution of Gas Engineers, 1984

[12] Lander, D.: UK Specific Gas Quality Parameters, Presentation to the Marcogaz Gas Quality WG, 13. Februar 2013; https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20101224180707/http://www.pilottaskforce.co.uk/files/workgroup/1148.pdf (31.01.2019)

[13] Gas Safety (Management) Regulations 1996, 1996

[14] SGN, Opening up the Gas Market, Final report, Oktober 2016

[15] Bus, M.: Review of the impact of hydrogen addition to natural gas on gas turbine combustion, Internship Report, 2013. https://essay.utwente.nl/69334/1/Internship%20Report%20M%20Bus.pdf (31.01.2019)

[16] Economic Regulation Authority Western Australia, Gas Exchangeability in Western Australia, Dezember 2007, S. 12-23, https://www.erawa.com.au/cproot/6284/2/20071220%20Gas%20Exchangeability%20in%20Western%20Australia%20%20Gas%20Quality%20Specifications%20of%20Interconnected%20Pipeline%20Systems.pdf (31.01.2019)

[17] Lee, K., Kim, J.-M., Yu, B., Lee, C.-E., Lee, S.: Effect of various gas compositions on gas interchangeability and combustion characteristics for domestic appliances, Journal of Mechanical Science and Technology 27 (4) (2013), S. 1191-1201

[18] EASEE-gas, Common Business Practice, Harmonisation of Natural Gas Quality, CBP 2005-001/2, 2005, S. 5.

[19] Schweitzer, J. und Cagnon, F.: GASQUAL project: a step closer to gas quality harmonization in Europe, IGU research conference 2011, http://www.dgc.eu/sites/default/files/filarkiv/documents/C1106_gasqual_project.pdf (31.01.2019)

[20] DVGW Arbeitsblatt G 260, Gasbeschaffenheit, Mai 2008; Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn

[21] Hentze, D.; Zingrefe, H. und Klaas, U.: 100 Jahre Gasqualität – Die Geschichte des DVGW-Arbeitsblattes G 260. gwf-Gas/Erdgas 150. Jahrgang (2009), Jubiläumsausgabe 2009, S. 72-84

[22] Das Gas- und Wasserfach, 53. Heft, 64. Jahrgang, 31. Dezember 1921, S. 857-861

[23] Das Gas- und Wasserfach, Heft 45, 82. Jahrgang, 11. November 1939, S. 745-748; Richtlinien für die Beschaffenheit des Gases, (1. Auflage)

[24] DVGW Arbeitsblatt G 260, Richtlinien für die Beschaffenheit von Gas, April 1959; Deutscher Verein von Gas- und Wasserfachmännern e. V., Frankfurt (Main)

[25] DVGW Arbeitsblatt G 260, Technische Regeln für die Gasbeschaffenheit, Januar 1973; Deutscher Verein von Gas- und Wasserfachmännern e. V., Frankfurt (Main), (4. Auflage)

[26] DVGW Arbeitsblatt G 260/II, Gasbeschaffenheit; Ergänzungsregeln für Gase der 2. Gasfamilie, März 1990; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Eschborn

[27] Krause, H.; Giese, A.; Dörr, H. und Brückner, H.-J.: Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit Phase I, Abschlussbericht, DVGW G 201504 (G 1/01/15 Phase I), 2016

[28] Schweitzer, J.: Final report of GASQUAL- domestic appliances, CEN/AFNOR/WG 197, Nr. 308, Dezember 2011

[29] Abschlussbericht Energiespeicherkonzepte, DVGW G 1/07/10, Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Management Summary, 19. Februar 2013 https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g1_07_10.pdf

[30] DIN EN 437, Prüfgase – Prüfdrücke – Gerätekategorien; Deutsche Fassung EN 437:2003+A1:2009, September 20092009

Formelzeichen

c_p	Spezifische Wärmekapazität	[J kg^{-1} K^{-1}]
d	Relative Dichte	
ρ	Molare Masse eines idealen Gases	[g mol^{-1}]
M_{Luft}	Molare Masse trockener Luft mit Referenzzusammensetzung	[g mol^{-1}]
T	Temperatur	[K]

Autoren

M. Sc. **Simon Vetter**
Thyssengas GmbH
Dortmund
Tel.: +49 231 91291-2642
E-Mail: simon.vetter@thyssengas.com

Dr. **Frank Heimlich**
Thyssengas GmbH
Duisburg
Tel.: +49 162 2847 600
E-Mail: frank.heimlich@thyssengas.com

Dipl.-Chem. **Uwe Klaas**
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Bonn
Tel.: +49 228 9188-821
E-Mail: klaas@dvgw.de

Veröffentlicht in:
gwf-Gas | Energie · Heft 5/2019 · Seite 42–50

Gasbeschaffenheiten in Deutschland: Was zum Wobbe-Index noch gesagt werden sollte

Gasqualität, Erdgas, Wasserstoff, Erdgas-Wasserstoff-Gemische, Austauschgas, Zusatzgas, Transportkapazität, Wobbe-Index

Jens Mischner und Hans-Georg Fasold

Der Wobbe-Index ist als Maß für den Belastungswert einer Gasanlage im Bereich der Gasanwendung seit langem eingeführt und als fundamentaler Kennwert breit akzeptiert. Im vorliegenden Beitrag wurde herausgearbeitet, dass der Wobbe-Index auch für die Bewertung der Energietransportkapazität von Gasleitungen dieselbe tiefgreifende Bedeutung hat: Es wurde gezeigt, dass die Energietransportkapazität einer Gashoch- oder -mitteldruckleitung direkt proportional zum Wobbe-Index des fortgeleiteten Gases und umgekehrt proportional zur Wurzel aus der mittleren Kompressibilitätszahl des Gases ist. Wären der Wobbe-Index von Erdgas und der Wobbe-Index eines Austauschgases bzw. eines Gemisches aus Erdgas und einem Zusatzgas und deren Realgaseigenschaften annähernd gleich, dann träfe diese Feststellung auch auf die Energietransportkapazität der Leitung zu. Für Gasniederdruckleitungen besteht diese Proportionalität zum Wobbe-Index ebenso, das Kompressibilitätsverhalten des fortgeleiteten Gases hat jedoch keine Bedeutung. Die erarbeiteten Grundzusammenhänge wurden unter netzplanerischen und ingenieurtechnischen Gesichtspunkten auf das Problemfeld „Umstellung von Erdgasleitungen auf den Betrieb mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen“ angewandt. Hierbei sind die Fragen der zu erwartenden Erhöhungen der Strömungsgeschwindigkeiten für den künftigen Netzbetrieb maßgebend. Die Verfasser gehen davon aus, dass heute für den Betrieb mit Erdgas errichtete Gasleitungen aus Sicht ihrer Dimensionierung unter dem Aspekt ausreichender Energietransportkapazität grundsätzlich „Wasserstoff ready“ sind.

1. Einführung

In [1] wurde die Bedeutung des Wobbe-Indexes für alle Belange der Gasanwendung herausgearbeitet, was sich letztlich auch im technischen Regelwerk, z. B. DVGW-G 260 ([2]), widerspiegelt. Die entsprechenden Diskussionen werden typischerweise vor dem Hintergrund sich ändernder, häufiger wechselnder Gasbeschaffenheiten geführt [3]. Ein Problem, das auch in diesem Beitrag nochmals angerissen werden soll, ist die Frage der möglichen Änderung der Transportkapazität von Gasleitungen im Falle der Zumischung von Wasserstoff zu Erdgasen bzw. des möglicherweise künftigen Betriebs von ursprünglich für Erdgas konzipierten Gaslei-