

# Management Summary

## Einfluss von Wasserstoff auf die Energienmessung und Abrechnung

April 2014

**Dr. Peter Schley**

E.ON Technologies GmbH, Essen

**Dieter Wolf**

E.ON Technologies GmbH, Essen

**Marco Henel**

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

**Christian Fiebig**

Ruhr-Universität Bochum

**Prof. Roland Span**

Ruhr-Universität Bochum

## **Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung**

In dem im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive Gastechologie durchgeführten Forschungsprojekt wurde der Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung- und -abrechnung untersucht. Dem interdisziplinären Forscherteam gehörten Vertreter aus Wissenschaft und Industrie an. Neben der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und der Ruhr-Universität Bochum war die E.ON Technologies GmbH federführend an der Untersuchung beteiligt. Zusammenfassend ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

### **Volumenmessung**

Die Messung von Erdgasen mit Zumischungen von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ist nach Angaben der Gerätehersteller für alle Zählertypen möglich. Einige Zählertypen können sogar unter Berücksichtigung der Auslegungsgrundlagen bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff eingesetzt werden. Weitere Prüfstandsversuche insbesondere für Haushaltsgaszähler werden empfohlen. Seitens der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) wurde kürzlich der Entwurf einer „Handreichung“ verteilt, der den Einsatz von Zählern bis zu 5 Vol.-% Wasserstoff für die eichamtliche Messung ohne Einschränkung ermöglicht. Zukünftig sind die Gerätehersteller gefordert, den genauen Anwendungsbereich der Zähler im Hinblick auf die Wasserstoff-Konzentration zu spezifizieren.

### **Gasbeschaffenheitsmessung**

Ab einer Konzentration von 0,2 Vol.-% Wasserstoff muss der Brennwert mit Gasbeschaffenheitsmessgeräten bestimmt werden, die für die Berücksichtigung von Wasserstoff zugelassen sind. Die heute für die Messung des Brennwertes eingesetzten Prozessgaschromatografen – derzeit ca. 500 Geräte in Deutschland – können den Wasserstoffanteil im Erdgas nicht messen. Erste Prozessgaschromatografen mit einer PTB-Zulassung für die eichamtliche Messung von bis zu 5 Vol.-% Wasserstoff sind seit kurzem verfügbar. Weitere Prozessgaschromatografen für die Messung bis zu 25 Vol.-% Wasserstoff stehen kurz vor der Markteinführung.

### **Energieabrechnung, DVGW-Arbeitsblatt G 685**

In Hinblick auf das DVGW-Arbeitsblatt G 685 ist für die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes eines Versorgungsgebietes die jeweilige Einspeisesituation zu beachten. Im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung, bei der z. B. nur eine Erdgaseinspeisung mit Wasserstoff angereichert wird, kann die sogenannte „2%-Regel“ im ungünstigsten Fall bereits ab einer Wasserstoff-Konzentration von 3 Vol.-% verletzt werden. Zur Erhöhung der möglichen Wasserstoff-Konzentration könnten in solchen Fällen zukünftig vermehrt Brennwertzuordnungs- bzw. rechnerische Brennwertverfolgungsverfahren eingesetzt werden.

### **Brennwertrekonstruktionssysteme (Transportnetz)**

Die Brennwertbestimmung auf der Transportnetzebene erfolgt in Deutschland heute fast flächendeckend auf Basis von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen. Ab einer Wasserstoffkonzentration von 0,2 Vol.-% müssen diese Systeme für die Berücksichtigung von Wasserstoff erweitert werden. Dies beinhaltet unter anderem den Austausch der Prozessgaschromatografen an den Referenzmessstellen durch Geräte, die den H<sub>2</sub>-Anteil geeicht messen können. Die Anpassung der Software ist mit vergleichsweise überschaubarem finanziellem Aufwand möglich. Bei großen Transportnetzen kann die Umrüstung der Geräte und der Software jedoch bis zu drei Jahre in Anspruch nehmen. Der Transportnetzbetreiber ONTRAS hat vor dem Hintergrund der Einspeisung von Wasserstoff aus der Pilotanlage Falkenhagen bereits das bestehende Brennwertrekonstruktionssystem für die Verfolgung von Wasserstoff erweitert.

### **Brennwertverfolgung in Verteilnetzen**

Durch den Einsatz von rechnerischen Verfahren zur Brennwertverfolgung können zukünftig Restriktionen, die sich im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung durch die „2% Regel“ des DVGW-Arbeitsblattes G 685 ergeben, aufgehoben werden. Im Vergleich zu den etablierten Brennwertrekonstruktionssystemen auf der Transportnetzebene ergibt sich in regionalen Verteilnetzen teilweise die Problematik einer unzureichenden Messinfrastruktur. Verschiedene Lösungsansätze befinden sich hierzu in der Entwicklung. Das von E.ON entwickelte SmartSim-Verfahren wurde 2012 für ein Netz der E.ON Avacon mit Biogaseinspeisung erstmals für die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes zugelassen. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Einspeisung von Wasserstoff exemplarisch anhand eines realen Verteilnetzes simuliert und die Auswirkung auf den Abrechnungsbrennwert quantitativ ausgewertet.

### **Volumenumwertung/K-Zahl**

Die heute in Deutschland nach dem DVGW-Arbeitsblatt G486 zugelassenen Zustandsgleichungen AGA8 und SGERG sind grundsätzlich für die Berechnung der K-Zahl von Erdgasen mit Zumischungen von Wasserstoff geeignet. Eine Bewertung wird in dieser Arbeit sowohl auf Basis von Messungen als auch durch Vergleich mit der GERG 2004 Referenzgleichung vorgenommen. Es zeigt sich, dass die AGA8-Gleichung bis 10 Vol.-% ohne jede Einschränkung eingesetzt werden kann und die in der G486 spezifizierte Genauigkeit von 0,1% sogar für Konzentrationen bis 30 Vol.-% H<sub>2</sub> einhält. Für die SGERG-Gleichung kann eine Genauigkeit von 0,1% bei Wasserstoff-Konzentrationen von bis zu 10 Vol.-% bei einigen Erdgasen nur bis zu Drücken von 50 bar eingehalten werden. Im Zweifelsfall muss eine Überprüfung auf Basis der GERG-2004- oder der AGA8-Gleichung durchgeführt werden.

# Abschlussbericht

## Einfluss von Wasserstoff auf die Energiesmessung und Abrechnung

April 2014

**Dr. Peter Schley**

E.ON Technologies GmbH, Essen

**Dieter Wolf**

E.ON Technologies GmbH, Essen

**Marco Henel**

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

**Christian Fiebig**

Ruhr-Universität Bochum

**Prof. Roland Span**

Ruhr-Universität Bochum

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1–3  
53123 Bonn

T +49 228 91885  
F +49 228 9188990  
info@dvgw.de  
www.dvgw.de

# **Einfluss von Wasserstoff auf die Energiesmessung und Abrechnung**

Abschlussbericht  
DVGW-Förderkennzeichen G 3-02-12

Gefördert von: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW e.V.)  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

Projektleitung: E.ON New Build & Technology GmbH (ENT)  
Gladbecker Straße 404  
45326 Essen

Partner DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT)  
Karl-Heine-Straße 109-111  
04229 Leipzig

Ruhr-Universität Bochum (RUB)  
Lehrstuhl für Thermodynamik (Prof. Span)  
Universitätsstraße 150  
44801 Bochum

Projektleiter: Dr. Peter Schley (ENT)

Projektbearbeitung: Dr. Peter Schley (ENT)  
Dipl.-Ing Dieter Wolf (ENT)  
Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel (DBI GUT)  
Dr. Holger Schreck (DBI GUT)  
Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring (DBI GUT)  
M. Sc. Christian Fiebig (RUB)  
Prof. Dr. Roland Span (RUB)

Projektlaufzeit: 01.01.2013 bis 31.03.2014

Datum: 04.04.2014

# Inhaltsverzeichnis

<b>Executive Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung und Aufgabenstellung</b>	<b>1</b>
<b>2 Volumenmessung</b>	<b>3</b>
2.1 Turbinenradzähler (TRZ) .....	5
2.1.1 Messprinzip .....	5
2.1.2 Zulassung.....	5
2.1.3 Bewertung.....	5
2.2 Drehkolbengaszähler (DKZ).....	6
2.2.1 Messprinzip .....	6
2.2.2 Zulassung.....	6
2.2.3 Bewertung.....	7
2.3 Ultraschallgaszähler (USZ).....	7
2.3.1 Messprinzip .....	7
2.3.2 Zulassung.....	7
2.3.3 Bewertung.....	8
2.4 Coriolisgaszähler (CGZ) .....	9
2.4.1 Messprinzip .....	9
2.4.2 Zulassung.....	9
2.4.3 Bewertung.....	10
2.5 Wirbelstromgaszähler (WSZ) .....	10
2.5.1 Messprinzip .....	10
2.5.2 Zulassung.....	10
2.5.3 Bewertung.....	10
2.6 Haushaltsgaszähler .....	11
2.6.1 Messprinzip .....	11
2.6.2 Zulassung.....	11
2.6.3 Bewertung.....	12
2.7 Weitere mögliche Beeinflussungen von Zählern durch H <sub>2</sub> .....	13
2.8 Messungen auf dem Hochdruckprüfstand pigsar <sup>TM</sup> .....	14
2.8.1 Prüflinge und Versuchsaufbau .....	14



---

2.8.2	Messprogramm und Versuchsdurchführung.....	14
2.8.3	Messergebnisse.....	15
2.8.4	Schlussfolgerungen .....	17
2.9	Messung von reinem Wasserstoff .....	17
2.9.1	Power to Gas Anlage Falkenhagen .....	17
2.9.2	Durchmischung .....	17
2.10	Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf .....	18
2.11	Literatur.....	20
<b>3</b>	<b>Gasbeschaffheitsmessung</b>	<b>21</b>
3.1	Messumfang von aktuellen Prozessgaschromatografen und Kalibriergasen.....	22
3.2	Analysentechnische Grundlagen und Umrüstung von Prozessgaschromatografen .....	23
3.3	Kosten Umrüstung und Erneuerung von Prozessgaschromatografen .....	25
3.4	Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf .....	25
3.5	Literatur.....	26
<b>4</b>	<b>Einspeisung von Wasserstoff im Hinblick auf die Energieabrechnung</b>	<b>27</b>
4.1	DVGW-Arbeitsblatt G 685 (2% Regel).....	27
4.2	Mögliche Einspeisesituationen im Hinblick auf die G 685 .....	27
4.3	Berechnungsbeispiele zur Wasserstoffeinspeisung .....	31
4.4	Maßnahmen zur Einhaltung der G685.....	33
4.5	Schlussfolgerung .....	34
4.6	Literatur.....	35
<b>5</b>	<b>Brennwertrekonstruktionssysteme</b>	<b>36</b>
5.1	Brennwertrekonstruktionssysteme für Transportnetze.....	36
5.2	Auswertung Fragebogen Transportnetzbetreiber (TSO) .....	36
5.3	Schlussfolgerungen .....	38
5.4	Literatur.....	39
<b>6</b>	<b>Brennwertverfolgung in Verteilnetzen</b>	<b>40</b>
6.1	Stand der Entwicklung .....	40
6.2	Simulation einer Wasserstoffeinspeisung an einem ausgewählten Verteilnetz .....	40
6.3	Schlussfolgerungen .....	47
6.4	Literatur.....	48

---

<b>7</b>	<b>Einfluss von Wasserstoff auf die K-Zahl</b>	<b>49</b>
7.1	Berechnung der K-Zahl nach DVGW-Arbeitsblatt G 486 .....	49
7.2	Einfluss von Wasserstoff auf die Berechnung K-Zahl.....	50
7.3	Bewertung der Zustandsgleichungen .....	50
7.3.1	Vergleich mit experimentellen Daten .....	50
7.3.2	Vergleich der Zustandsgleichungen untereinander.....	51
7.4	Schlussfolgerungen .....	52
7.5	Literatur.....	52
<b>Anhang</b>		<b>56</b>
Anhang 3.1:	Analysenumfang verschiedenerer Konfigurationen von bauartzugelassenen PGC's....	56
Anhang 5.1:	Ergebnisse Fragebogen Netzbetreiber .....	58
Anhang 7.1:	K-Zahlen für typische Erdgase bei Wasserstoffzumischung .....	60
Anhang 7.2:	Einfluss des Wasserstoffs auf die K-Zahl.....	61
Anhang 7.3:	Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren.....	62
Anhang 7.4:	Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren.....	63
Anhang 7.5:	Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren.....	64
Anhang 7.6:	Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 5,4 mol% H <sub>2</sub> ....	65
Anhang 7.7:	Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 10,4 mol% H <sub>2</sub> ..	67
Anhang 7.8:	Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 30,5 mol% H <sub>2</sub> ..	69
Anhang 7.9:	Zusammensetzung der mit der Gasdichtemessapparatur untersuchten Gase.....	70
Anhang 7.10:	Ausgewählte Erdgase und LNG-Qualitäten zur K-Zahl-Berechnung.....	71

## **Executive Summary**

In dem im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, Cluster „Power to Gas“ durchgeführten Forschungsprojekt wurde der Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung- und abrechnung untersucht. Zusammenfassend ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen.

### **Volumenmessung**

Die Messung von Erdgasen mit Zumischungen von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ist nach Angaben der Gerätehersteller für alle Zählertypen möglich. Einige Zählertypen können sogar unter Berücksichtigung der Auslegungsgrundlagen bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff eingesetzt werden.

Weitere Prüfstandsversuche insbesondere für Haushaltsgaszähler werden empfohlen.

Seitens der PTB wurde kürzlich der Entwurf einer „Handreichung“ verteilt, der den Einsatz von Zählern bis zu 5 Vol.-% H<sub>2</sub> für die eichamtliche Messung ohne Einschränkung ermöglicht. Zukünftig sind die Gerätehersteller gefordert, den genauen Anwendungsbereich der Zähler im Hinblick auf die H<sub>2</sub>-Konzentration zu spezifizieren.

### **Gasbeschaffenheitsmessung**

Ab einer Konzentration von 0,2 Vol.-% Wasserstoff muss der Brennwert mit Gasbeschaffenheitsmessgeräten bestimmt werden, die für die Berücksichtigung von Wasserstoff zugelassen sind. Die heute für die Messung des Brennwertes eingesetzten Prozessgaschromatografen (PGC) – derzeit ca. 500 Geräte in Deutschland - können den Wasserstoffanteil im Erdgas nicht messen. Erste PGC's mit einer PTB-Zulassung für die eichamtliche Messung von bis zu 5 Vol.-% Wasserstoff sind seit kurzem verfügbar. Weitere PGC's für die Messung bis zu 25 Vol.-% Wasserstoff stehen kurz vor der Markteinführung.

### **Energieabrechnung, DVGW-Arbeitsblatt G 685**

In Hinblick auf das DVGW-Arbeitsblatt G 685 ist für die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes eines Versorgungsgebietes die jeweilige Einspeisesituation zu beachten. Im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung, bei der z. B. nur eine Erdgaseinspeisung mit Wasserstoff angereichert wird, kann die sogenannte „2%-Regel“ im ungünstigsten Fall bereits ab einer H<sub>2</sub>-Konzentration von 3 Vol.-% verletzt werden. Zur Erhöhung der möglichen H<sub>2</sub>-Konzentration könnten in solchen Fällen zukünftig vermehrt Brennwertzuordnungs- bzw. rechnerische Brennwertverfolgungsverfahren eingesetzt werden.

### **Brennwertrekonstruktionssysteme (Transportnetz)**

Die Brennwertbestimmung auf der Transportnetzebene erfolgt in Deutschland heute fast flächendeckend auf Basis von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen. Ab einer Wasserstoffkonzentration von 0,2 Vol.-% müssen diese Systeme für die Berücksichtigung von Wasserstoff erweitert werden. Dies beinhaltet u. a. den Austausch der Prozessgaschromatografen an den Referenzmessstellen durch Geräte, die den H<sub>2</sub>-Anteil geeicht messen können. Die Anpassung der Software ist mit vergleichsweise überschaubarem finanziellem Aufwand möglich. Bei großen Transportnetzen kann die Umrüstung der Geräte und der Software jedoch bis zu 3 Jahre in Anspruch nehmen. Der Transportnetzbetreiber ONTRAS hat vor dem Hintergrund der

---

Einspeisung von Wasserstoff aus der Pilotanlage Falkenhagen bereits das bestehende Brennwertrekonstruktionssystem für die Verfolgung von Wasserstoff erweitert.

### **Brennwertverfolgung in Verteilnetzen**

Durch den Einsatz von rechnerischen Verfahren zur Brennwertverfolgung können zukünftig Restriktionen, die sich im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung durch die „2% Regel“ des DVGW-Arbeitsblattes G 685 ergeben, aufgehoben werden. Im Vergleich zu den etablierten Brennwertrekonstruktionssystemen auf der Transportnetzebene ergibt sich in regionalen Verteilnetzen teilweise die Problematik einer unzureichenden Messinfrastruktur. Verschiedene Lösungsansätze befinden sich hierzu in der Entwicklung. Das von E.ON entwickelte SmartSim-Verfahren wurde 2012 für ein Netz der E.ON Avacon mit Biogaseinspeisung erstmals für die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes zugelassen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Einspeisung von Wasserstoff exemplarisch anhand eines realen Verteilnetzes simuliert und die Auswirkung auf den Abrechnungsbrennwert quantitativ ausgewertet.

### **Volumenumwertung/K-Zahl**

Die heute in Deutschland nach dem DVGW-Arbeitsblatt G486 zugelassenen Zustandsgleichungen AGA8 und SGERG sind grundsätzlich für die Berechnung der K-Zahl von Erdgasen mit Zumischungen von Wasserstoff geeignet. Eine Bewertung wird in dieser Arbeit sowohl auf Basis von Messungen als auch durch Vergleich mit der GERG 2004 Referenzgleichung vorgenommen. Es zeigt sich, dass die AGA8-Gleichung bis 10 Vol.-% ohne jede Einschränkung eingesetzt werden kann und die in der G486 spezifizierte Genauigkeit von 0,1% sogar für Konzentrationen bis 30 Vol.-% H<sub>2</sub> einhält. Für die SGERG-Gleichung kann eine Genauigkeit von 0,1% bei H<sub>2</sub>-Konzentrationen von bis zu 10 Vol.-% bei einigen Erdgasen nur bis zu Drücken von 50 bar eingehalten werden. Im Zweifelsfall ist eine Überprüfung auf Basis der GERG-2004- oder der AGA8-Gleichung durchzuführen.



## 1 Einleitung und Aufgabenstellung

Im Rahmen der Energiewende wird Erdgas einen wichtigen Beitrag hin zu einer effizienteren und umweltschonenderen Energieversorgung leisten. Die Einbindung regenerativer Energieträger, wie Bioerdgas oder aus überschüssigem Strom erzeugter Wasserstoff, in das Erdgasversorgungssystem bietet ein enormes Potential zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig stellen diese Entwicklungen jedoch eine große Herausforderung an die Gasinfrastruktur und die Gasanwendungen dar.

Durch die „Power to Gas“ Technologie kann zukünftig überschüssiger Strom aus Wind- oder Photovoltaikanlagen mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und anschließend direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Nach DVGW-Arbeitsblatt G 260, das in Deutschland die für die Einspeisung in Gasnetze erforderliche Gasbeschaffenheit spezifiziert, bzw. nach DVGW-Arbeitsblatt G 262 für Gase aus regenerativen Quellen sind derzeit Konzentrationen im einstelligen Prozentbereich möglich. In der Praxis sind jedoch weitere Restriktionen u. a. im Hinblick auf Erdgasfahrzeuge (DIN 51624), Gasturbinen oder Untertagespeicher zu beachten. Eine Alternative stellt die Methanisierung von Wasserstoff zu synthetischem Methan dar, wobei hierbei eine Verschlechterung des Wirkungsgrads in Kauf genommen werden muss. Aktuell gibt es in Deutschland etwa 15 Pilotprojekte zur Erprobung der „Power to Gas“ Technologie. Bei den Projekten, die sich teils in der Planungs- und teils bereits in der Realisierungsphase befinden, wird gleichermaßen die direkte Einspeisung von Wasserstoff als auch der Ansatz einer Methanisierung verfolgt. Seit 2013 wird Wasserstoff von „Power to Gas“-Anlagen in deutsche Gasnetze eingespeist. Die in Falkenhagen (Brandenburg) errichtete Elektrolyseanlage erzeugt bis zu 360 Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde und speist diesen in das Transportnetz der ONTRAS ein. In Frankfurt am Main werden pro Stunde bis zu 60 Normkubikmeter elektrolytisch erzeugter Wasserstoff in das regionale Gasverteilnetz der Netzdienste Rhein-Main eingespeist.

Die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff aus P2G-Anlagen in das Erdgasnetz bringt einen Anpassungs- und Forschungsbedarf in verschiedenen Bereichen der Gasinfrastruktur mit sich. Im Rahmen der DVGW Innovationsoffensive sollen hierzu effiziente Lösungen und Handlungsempfehlungen erarbeitet werden. Der Koordinierungsausschuss des Clusters „Power to Gas“ hat dazu verschiedene Projekte initiiert. In dem vorliegenden Projekt soll der Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und -abrechnung untersucht werden.

Im Einzelnen werden folgende Aufgaben behandelt:

- Einfluss von Wasserstoff auf die Volumenmessung sowie die Zulassung der Zähler; inkl. der reinen Wasserstoffmessung
- Anpassungsbedarf für die Messung der Gasbeschaffenheit
- Gasabrechnung gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 – insbesondere im Hinblick auf die Einhaltung der „2%-Regel“
- Brennwertverfolgungssysteme für die Transport- und Verteilnetzebene
- Einfluss von Wasserstoff auf die Volumenumwertung/Kompressibilitätszahl

Projektleiter des Forschungsvorhabens ist die E.ON New Build & Technology GmbH (ENT), Essen. Außerdem waren im Rahmen von Unteraufträgen das DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI), Leipzig sowie der Lehrstuhl für Thermodynamik der Ruhr-Universität Bochum (RUB) an dem Projekt beteiligt. Das DBI hat insbesondere bei den Themen „Volumenmessung/ Gasbeschaffenheit“ unterstützt. Der Beitrag der Ruhr-Universität Bochum konzentrierte sich im Wesentlichen auf die Themen „Brennwertverfolgung in Verteilnetzen“ sowie „Bestimmung der Kompressibilitätszahl“. Insbesondere wurden seitens der Ruhr-Universität Bochum im Rahmen des Projektes Messungen der Dichte bzw. des Realgasfaktors von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen durchgeführt. Hier gilt der besondere Dank den Herren Dr. Markus Richter sowie Mohamed A. Ben Souissi für die Durchführung der Versuche.

## 2 Volumenmessung

In den Zulassungen (MID/PTB) der Gaszähler ist die zulässige H<sub>2</sub>-Konzentration in der Regel nicht explizit spezifiziert. Im Rahmen der Zulassung von Gaszählern wird auf Prüfgase nach DIN EN 437 [2.1] verwiesen. Bei diesen Prüfgasen der 1. und 2. Gasfamilie (DVGW-Arbeitsblatt G 260, Stand: Mai 2008) [2.2] werden in dieser Norm in Tabelle 2 H<sub>2</sub>-Volumenanteile in Größenordnungen bis 59 Vol.-% H<sub>2</sub> genannt. Die verwendeten Gaszähler werden jedoch überwiegend mit reinen Erdgasen (Erdgas H oder L) oder Luft geprüft und lassen daher nicht zwangsläufig eine Zulassung für H<sub>2</sub> zu. Daher sollte in Verbindung mit der Zulassung des Gaszählers die Eignung für H<sub>2</sub> vom Hersteller explizit spezifiziert sein. Dies kann in der Bauartzulassung oder Konformitätserklärung in Zusammenhang mit der Bedienungsanleitung geschehen. Gegebenenfalls ist die Eignung vom Hersteller separat zu bescheinigen.

Aus diesem Anlass heraus wurde zur Erfassung der H<sub>2</sub>-Eignung von Gaszählern (Hochdruckgaszählern und Haushaltsgaszähler) ein Fragebogen „Gaszähler“ für Hersteller zusammengestellt, in dem relevante Themenschwerpunkte adressiert wurden, die in Tabelle 2.1 dargestellt sind. Der Fragebogen wurde zweistufig aufgebaut. Im ersten Umlauf wurden hauptsächlich Fragen zur Zulassung und Eignung der Gaszähler formuliert. Innerhalb der zweiten Fragerunde wurden die Fragen zur Eignung detailliert bzw. weitere Einflüsse infolge von H<sub>2</sub> abgefragt. Dieser Fragebogen wurde an die folgenden Hersteller von Hochdruck- und Haushaltsgaszähler versandt (Tabelle 2.2).

**Tabelle 2.1:** Themenschwerpunkte Fragebogen „Gaszähler“

Themenschwerpunkte Fragebogen „Gaszähler“
Hersteller / Typ
Anwendungsbereiche
Angaben zur Zulassung
Zählertypen und Anwendungsbereiche
Angaben über H <sub>2</sub> -Spezifikation in der Betriebsanleitung
Einfluss von H <sub>2</sub> auf das Messprinzip bei 10 und 100 Vol.% H <sub>2</sub>
Einfluss von H <sub>2</sub> auf die Lebensdauer
Nachweis mittels Prüfstandsversuche
Anzahl in Deutschland betriebener Gaszähler
Fragen zu installierten Gaszählern



**Tabelle 2.2:** Adressaten Fragebogen „Gaszähler“

<b>Hersteller</b>
Apator GmbH (Apator)
Arzener Maschinenfabrik GmbH (Arzener)
Diehl Gas Metering GmbH (Diehl)
Elster GmbH (Elster)
Emerson Process Management (Emerson)
Endress&Hauser GmbH+Co. KG (Endress)
Honeywell / RMG Messtechnik GmbH (RMG)
Itron GmbH (Itron)
Krohne Messtechnik GmbH (Krohne)
Lackmann GmbH&Co. KG (Lackmann)
Landis&Gyr GmbH (Landis)
RMA Mess- und Regeltechnik GmbH & Co. KG (RMA)
Sick Vertriebs-GmbH (SICK)
SITGroup (SIT)

Als Feedback der Gesamtumfrage „Gaszähler“ kann ausgesagt werden, dass der größte Anteil der Adressaten bzw. die Hersteller mit dem größten Marktanteilen Antworten geliefert haben. Entsprechend den Fragebogen „Gaszähler“ und auf Grundlage eigener Recherchen werden in den folgenden Kapiteln die Einflüsse der H<sub>2</sub>-Zumischung auf das Messprinzip unterschiedlicher Gaszähler beschrieben. Dazu werden die Messprinzipien als theoretische Grundlage dargestellt, Informationen zur Zulassung zusammengefasst sowie abschließend eine Bewertung der Einflüsse und die Eignung bei H<sub>2</sub>-Konzentrationen von 10 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub> vorgenommen.

Grundlegend ist festzuhalten, dass die Einspeisung von H<sub>2</sub> einen Einfluss auf relevante Gaskennwerte und stoffliche Eigenschaften (z.B. Brennwert, Wobbe-Index, Viskosität) sowie damit unmittelbar verbundene Betriebsparameter (z.B. Strömungsgeschwindigkeiten, Reynoldszahl, Druckverlust) haben kann. Dazu sind in Tabelle 2.3 die für die Volumenmessung relevanten Gaskennwerte und der qualitative Einfluss von H<sub>2</sub> dargestellt.

**Tabelle 2.3:** Einfluss für die Volumenmessung relevanter Gaskennwerte bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung zum Erdgas

<b>Physikalische Größe</b>	<b>Einfluss</b>
Relative Dichte / Dichte	nimmt ab
Strömungsgeschwindigkeit (bei gleichbleibenden Randbedingungen)	nimmt zu
Dynamische Viskosität	nimmt ab
Schallgeschwindigkeit	nimmt zu
Reynoldszahl (bei gleichbleibenden Randbedingungen)	nimmt ab

## 2.1 Turbinenradzähler (TRZ)

### 2.1.1 Messprinzip

TRZ sind Strömungsmesser. Mit Hilfe eines Turbinenrades im Gaszähler wird die Geschwindigkeit des strömenden Gases in einem verengten Querschnitt gemessen (Antriebsdrehmoment), wobei die Umdrehungsanzahl annähernd proportional zum durchgeströmten Betriebsvolumen ist.

### 2.1.2 Zulassung

In der unten aufgeführten Tabelle 2.4 sind die Ergebnisse bezüglich der Zulassung der TRZ zusammengefasst. Die Hersteller RMG, Elster und Itron haben hierzu Angaben über die dargestellten Typen gemacht. Bei allen unten aufgeführten TRZ ist in der Bedienungsanleitung H<sub>2</sub> nicht explizit spezifiziert. Die Erweiterung der Spezifizierung ist von Elster für 10 Vol.-% H<sub>2</sub> geplant. RMG gibt an, die Zulassung gemäß DIN EN 437 bis 23 Vol.-% H<sub>2</sub> zu planen.

**Tabelle 2.4:** Auswertung der TRZ

Hersteller / Bezeichnung		Erstzulassung		Betriebsanleitung		Eignung für Messung H <sub>2</sub>	
		MID	PTB	H <sub>2</sub> Spezifiziert	Geplant	10%	100%
Elster GmbH	TRZ2	09.01.2009	25.06.1997	nein	10%	ja	nein
Elster GmbH	SM-RI	k.A.	k.A.	nein	10%	ja	nein
Honeywell/RMG	TRZ03	19.03.2012	20.12.1993	nein	23%	ja	ja
Itron GmbH	Fluxi 2000	19.03.2010	nein	nein	k.A	ja	ja

Die Anzahl der in Deutschland betriebenen TRZ des entsprechenden Typs beläuft sich bei RMG auf ca. 10.000 Stück, bei Elster in Summe > 20.000 Stück und bei Itron > 1.000 Stück.

### 2.1.3 Bewertung

Nach derzeitigem Erkenntnisstand und nach Auswertung der Fragebögen „Gaszähler“ sind TRZ für die Messung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Rahmen der Eichfehlergrenze im Erdgas geeignet. Bei dieser Größenordnung sind keine nennenswerten Auswirkungen auf das Messprinzip zu erwarten. Ein Einfluss wird jedoch in der Verkleinerung des Messbereiches, insbesondere der Mindestdurchfluss ( $Q_{\min}$ ), aufgrund der Dichteänderung von allen drei Herstellern gesehen. Relevant für die Messung ist, dass die Antriebsenergie des Turbinenrades ( $Q_{\min}$ , Betriebsdruck) gewährleistet werden muss. Demzufolge sind die entsprechenden Mindestdrücke einzuhalten. Der für die Gaszähler angegebene Wert  $Q_{\min}$  wird sich nach Herstellerangaben bei 10 Vol.-% H<sub>2</sub> leicht erhöhen. Elster erwähnt, dass es aufgrund dieser Erhöhung zu einer Messbereichseinschränkung (z.B. 1:20) kommt. Der Maximaldurchfluss ( $Q_{\max}$ ) wird bei TRZ durch die Grenzdrehzahl bestimmt und gilt grundsätzlich für alle Gase und die entsprechenden Betriebsdrücke.  $Q_{\max}$  bleibt unverändert. Es kommt zu keinem Hochdruckversatz.

Gemäß den Herstellerangaben sind TRZ auch für reinen H<sub>2</sub> unter Berücksichtigung der Betriebsbereiche (hohe Betriebsdrücke) einsetzbar. Der Messbereich fällt insgesamt jedoch kleiner gegenüber 10 Vol.-% H<sub>2</sub> aus (Q<sub>min</sub> erhöht sich). Der für die Gaszähler angegebene Wert Q<sub>min</sub> kann nach Herstellerangaben im Messbereich aufgrund des niedrigeren Antriebsdrehmomentes nicht mehr gewährleistet werden. Hierfür geben die Hersteller Elster und Itron entsprechende Mindestdrücke ihrer TRZ von 12,3 bar bzw. 8,8 bar an. Elster setzt dabei eine Überprüfung der Dichtheit der Gaszähler für einen Einsatz in reinen H<sub>2</sub> voraus. Q<sub>max</sub> gilt für alle Gase und die entsprechenden Betriebsdrücke.

Praxisuntersuchungen zur Verifizierung der Aussagen wurden auf dem Prüfstand pigsar™ durchgeführt (Kapitel 2.7).

Die im Fragebogen gemachten Angaben zum Einfluss auf das Messprinzip bzw. die Verkleinerung der Messbereiche sind nach Herstellerangaben auf weitere TRZ-Typen übertragbar. Dazu können die im Bestand befindlichen TRZ mit Erdgas-H<sub>2</sub>-Gemischen bis 10 Vol.-% ohne Anpassungen betrieben werden.

## 2.2 Drehkolbengaszähler (DKZ)

### 2.2.1 Messprinzip

DKZ zählen zu den Verdrängungsgaszählern bzw. volumetrisch messenden Zählern. Das Messwerk besteht aus zwei Drehkolben, die in zwei halbkreisförmigen Messschalen laufen (Kraftübertragung auf Kolben bestimmt durch Dichte des Gases und Spaltverluste durch die Viskosität). Die Messkammern werden periodisch gefüllt und entleert.

### 2.2.2 Zulassung

Tabelle 2.5 zeigt die Ergebnisse zur Zulassung der DKZ.

Die Hersteller Elster und Itron haben hierzu Angaben über die dargestellten Typen gemacht. Alle aufgeführten DKZ sind gemäß Betriebsanleitung nicht explizit für H<sub>2</sub> spezifiziert. Die Erweiterung der Spezifizierung ist von Elster für 10 Vol.-% H<sub>2</sub> geplant.

**Tabelle 2.5:** Auswertung der DKZ

Hersteller / Bezeichnung		Erstzulassung		Betriebsanleitung		Eignung für Messung H <sub>2</sub>	
		MID	PTB	H <sub>2</sub> Spezifiziert	Geplant	10%	100%
Elster GmbH	RABO	16.02.2012	-	nein	10%	ja	nein
Elster GmbH	RVG	k.A	k.A	nein	10%	ja	nein
Elster GmbH	IRM-1	k.A	k.A	nein	10%	ja	nein
Honeywell/RMG	DKZ02	30.03.2012		nein	-	ja	nein
Itron GmbH	Delta	27.07.2007	-	nein	-	ja	ja

Die Anzahl der in Deutschland betriebenen DKZ des entsprechenden Typs beläuft sich bei Elster in Summe > 30.000 Stück, bei Itron > 10.000 Stück und bei RMG > 5.000 Stück (Vorgänger zu DKZ02: 132-A) (Werkstoffe: Aluminium, globularer Grauguss - GGG, Stahl).

### 2.2.3 Bewertung

Nach derzeitigem Erkenntnisstand und nach Auswertung der Fragebögen „Gaszähler“ sind DKZ ebenfalls für die Messung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Rahmen der Eichfehlergrenze im Erdgas geeignet. Bei dieser Größenordnung sind keine nennenswerten Auswirkungen auf das Messprinzip zu erwarten. Elster und RMG sieht einen Einfluss in der Verkleinerung des Messbereiches, insbesondere der Mindestdurchfluss ( $Q_{\min}$ ). Itron beschreibt diesen Einfluss (Messbereich) als vernachlässigbar. Relevant für die Messung ist die Kraftübertragung auf den Kolben. Demzufolge sind auch hier die entsprechenden Mindestdrücke einzuhalten. Der für die Gaszähler angegebene Wert  $Q_{\min}$  wird sich nach Herstellerangaben bei 10 Vol.-% H<sub>2</sub> erhöhen (nach Schätzungen von Elster erhöht sich dieser Wert um Faktor 2). Das ist bedingt durch die Spaltverluste im Inneren zwischen Kolben und Gehäuse.  $Q_{\max}$  wird bei DKZ durch die Grenzdrehzahl bestimmt und gilt grundsätzlich für alle Gase und die entsprechenden Betriebsdrücke.  $Q_{\max}$  bleibt unverändert.

Gemäß den Herstellerangaben sind DKZ auch für reinen H<sub>2</sub> unter Berücksichtigung der Betriebsbedingungen (hohe Betriebsdrücke) einsetzbar. RMG legt den maximalen Betriebsdruck auf 10 bar fest. Der Messbereich fällt insgesamt jedoch kleiner gegenüber 10 Vol.-% H<sub>2</sub> aus ( $Q_{\min}$  erhöht sich). Elster und RMG bestätigten ebenfalls eine Messbereichseinschränkung. Der Messbereich 1:20 erscheint möglich, mindestens jedoch 1:10.  $Q_{\max}$  gilt für alle Gase und die entsprechenden Betriebsdrücke.

Die im Fragebogen gemachten Angaben zum Einfluss auf das Messprinzip bzw. die Verkleinerung der Messbereiche sind nach Aussage von Elster auf alle weiteren DKZ-Typen, bei Itron nur teilweise, übertragbar. Itron erklärt, dass die im Bestand befindlichen DKZ ohne weiteres mit Erdgas-H<sub>2</sub>-Gemischen bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> für den Werkstoff GGG und DKZ aus Aluminium bis 100 % betrieben werden können. Elster gibt seine DKZ im Bestand bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> frei, setzt jedoch dabei eine Überprüfung der Dichtheit voraus.

## 2.3 Ultraschallgaszähler (USZ)

### 2.3.1 Messprinzip

Beim USZ wird der Gasmengenstrom nach dem Laufzeitprinzip gemessen. Hierzu wird die Änderung der Schallwellen in bewegten Gasen mit der Strömungsgeschwindigkeit des Übertragungsmediums genutzt. Zwei Ultraschallwandler erzeugen abwechselnd Ultraschallimpulse, die sich sowohl in Fließrichtung als auch entgegengesetzt bewegen. Hierbei entstehen Laufzeitdifferenzen, welche gemessen und ausgewertet ein Maß für den Durchfluss sind.

### 2.3.2 Zulassung

Die Hersteller RMG, Elster, Krohne, SICK und RMA haben hierzu Angaben über die dargestellten USZ-Typen gemacht (Tabelle 2.6). Wie auch bei allen anderen Zählertypen liegen bei den USZ von den Herstellern in der Bedienungsanleitung keine Angaben zur zulässigen H<sub>2</sub>-Konzentration vor. Die Erweiterung der Spezifizierung ist von RMG für 12 Vol.-% H<sub>2</sub> bzw. gemäß DIN EN 437 bis 23 Vol.-% H<sub>2</sub> geplant.

**Tabelle 2.6:** Auswertung der USZ

Hersteller/ Bezeichnung		Erstzulassung		Betriebsanleitung		Eignung für Messung H <sub>2</sub>	
		MID	PTB	H <sub>2</sub> Spezifiziert	Geplant	10%	100%
Elster GmbH	Q.Sonicplus	29.11.2011	-	nein	nein	ja	ja
Honeywell/RMG	USZ08	13.07.2008	10.10.2001	nein	ja	ja	nein
Krohne	"_"	gepl. 2013	-	nein	nein	ja	ja
RMA	Ecosonic X12	31.01.2011	-	nein	nein	ja	nein
SICK	FLOWSCI600	11.07.2008	28.11.2003	nein	nein	ja	ja

Die Anzahl der in Deutschland betriebenen USZ des entsprechenden Typs beläuft sich bei RMG auf etwa 1.000 Stück, bei SICK etwa 500 Stück und bei Elster 200 Stück. RMA hat 50 Stück angegeben. Krohne hat seit 2003 USZ im Einsatz für 100 % H<sub>2</sub>. Zur Anzahl wurden keine Angaben gemacht.

### 2.3.3 Bewertung

Nach derzeitigem Erkenntnisstand und nach Auswertung der Fragebögen „Gaszähler“ sind USZ für die Messung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Rahmen der Eichfehlergrenze im Erdgas geeignet. Die Hersteller RMG, Elster, Krohne und SICK erwarten jedoch eine Beeinflussung der Messergebnisse bzw. eine Messabweichung. RMG gibt an, dass das Ultraschallsignal aufgrund der erhöhten Schallgeschwindigkeit (SOS) und des reduzierten Signal-Rausch-Verhältnis (SNR - Signal to Noise Ratio) gestört wird. Dazu kann die begrenzte Auflösung der Messelektronik bei kleinen Durchflüssen die untere Grenze der noch messbaren Strömungsgeschwindigkeit nicht erfassen. Hinzu kommt, dass bei kleinen Durchflüssen ein verändertes Strömungsprofil (laminar statt turbulent) vorliegen kann, welches ebenfalls Einfluss auf die Messelektronik hat. Elster geht ebenfalls von einer starken Dämpfung des Ultraschallsignals aus. Der minimale Druck ist in Abhängigkeit des Nenndurchmessers zu berücksichtigen. Nach Angaben von SICK misst der USZ ohne signifikante, zusätzliche Messabweichung H<sub>2</sub> oder Erdgas-H<sub>2</sub>-Gemische. Beachtet werden muss der Unterschied zwischen Kalibrierung und Applikation. Wenn bei Anwendungen mit sehr hohen H<sub>2</sub>-Gehalten nicht mit H<sub>2</sub> kalibriert wird, muss eine Verschiebung des Reynoldszahlenbereiches beachtet werden. Diese kann zu einer Offsetabweichung führen. Die Zumischung von H<sub>2</sub> führt zur Erhöhung der SOS. Hohe SOS führen zu schmaleren Schallkeulen. Durch zu hohe Strömungsgeschwindigkeiten des Gases wird der Schallimpuls „verweht“ und trifft nicht mehr den Empfänger. Die maximale Strömungsgeschwindigkeit ist daher begrenzt, abhängig von Druck, Dichte und Gaszusammensetzung. Technische Lösungen sind dafür möglich. Krohne äußert sich, dass ein Einsatz (H<sub>2</sub>-Konzentration) abhängig von Druck, Nennweite und Wandlerfrequenz ist. Es kommt zu keinem Hochdruckversatz.

RMG, Elster, SICK und Krohne geben den Einsatz von USZ unter Berücksichtigung der angesprochenen Aspekte (Einsatz im Messbereich) für 100 % H<sub>2</sub> an. Elster gibt an, den minimalen Druck in Abhängigkeit des Nenndurchmessers dabei zu berücksichtigen. SICK weist auf die hohe Schallgeschwindigkeit von H<sub>2</sub> hin, welche zu breiten Schallkeulen führen. Dazu muss verhindert

werden, dass es zu einer Reflexion des Signals an der Messaufnehmerwand kommt („Verwehung“). Technische Lösungen sind dafür verfügbar. Eine Veränderung von  $Q_{\min}$  und  $Q_{\max}$  wird von Elster und SICK bei reinem  $H_2$  nicht erwartet. RMG empfiehlt aufgrund der dreifach höheren SOS, der geringeren Dichte, enger Schallkeule und der reduzierten SNR eine Rücksprache über die Einsatzmöglichkeit

SICK und Krohne geben an, dass bereits mehrere erfolgreiche Feldinstallationen durchgeführt wurden. Dazu wurden Versuche mit USZ auf dem Prüfstand pigsar™ durchgeführt (Kapitel 2.7).

Die im Fragebogen gemachten Angaben zum Einfluss auf das Messprinzip bzw. die Verkleinerung der Messbereiche sind nach Herstellerangaben auf weitere USZ-Typen übertragbar. SICK gibt an, dass USZ für den Gebrauch in  $H_2$ -Applikationen mit hohen  $H_2$  Konzentrationen über 10 % eine optimale Konfiguration aus Pfadlayout und Sensorfrequenz voraussetzen. Bestehende Geräte müssen für den Einsatz in  $H_2$ -Applikationen auf ihre Funktionalität bewertet werden. Nach Angaben von RMG und RMA können die im Bestand befindlichen USZ ohne weiteres mit Erdgas- $H_2$ -Gemischen bis 10 Vol.-% ohne Anpassungen betrieben werden. Bei Elster muss die Software für die Signalauswertung neu parametrisiert werden. Zusätzlich sind spezielle Dichtheitsprüfungen der Gaszähler erforderlich. SICK gibt dazu an, dass die Laufzeit und Schallkeulenausbreitung bei vorhandener Sensorfrequenz und Pfadlayout simuliert werden muss. Hierzu ist Rücksprache mit dem Hersteller, unter Angabe des Gasgemisches notwendig.

## 2.4 Coriolisgaszähler (CGZ)

### 2.4.1 Messprinzip

Das Messprinzip von CGZ basiert auf dem Coriolis-Prinzip. Zwei Rohrbögen werden mittels Aktoren in Schwingung versetzt. Ein- und auslaufseitig sind am Schwingsystem Sensoren montiert, welche sinusförmige Signale erzeugen. Ohne Durchfluss sind beide Signale phasengleich. Bei Massendurchfluss ergibt sich durch die im Zu- und Ablauf unterschiedliche Corioliskraft eine Phasenverschiebung der beiden Signale. Diese Phasenverschiebung ist dem Massenstrom proportional.

### 2.4.2 Zulassung

In der unten aufgeführten Tabelle 2.7 sind die Ergebnisse bezüglich der Zulassung der CGZ zusammengefasst. Die Hersteller Krohne, Endress und Emerson haben hierzu Angaben über die dargestellten Typen gemacht. Dabei wurde ermittelt, dass alle angegebenen CGZ gemäß Betriebsanleitung nicht explizit für  $H_2$  spezifiziert sind. Eine Anpassung bzw. Erweiterung der Spezifizierung ist seitens der Hersteller nicht vorgesehen.

**Tabelle 2.7:** Auswertung der CGZ

Hersteller / Bezeichnung		Erstzulassung		Betriebsanleitung		Eignung für Messung $H_2$	
		MID	PTB	$H_2$ Spezifiziert	Geplant	10%	100%
Emerson	CMF	08.05.2007	18.04.2006	nein	nein	ja	ja
Endress+Hauser	Promass	05.08.2008	06.10.2006	nein	nein	ja	ja
Krohne	Optimass	-	-	nein	nein	ja	ja

Angaben zur Anzahl der in Deutschland betriebenen CGZ des entsprechenden Typs hat nur Endress mit einer Stückzahl von etwa 500 Stück angegeben.

### 2.4.3 Bewertung

Die drei Hersteller bestätigen die Eignung ihrer Zähler zur eichamtlichen Messung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Erdgas. Darüber hinaus sind die Gaszähler für den Einsatz von 100 % H<sub>2</sub> geeignet. Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es sowohl bei 10 als auch 100 Vol.-% H<sub>2</sub> keine Auswirkung auf das Messprinzip. Endress ergänzt hierzu, dass bei zunehmendem H<sub>2</sub>-Anteil und gleichbleibender Strömungsgeschwindigkeit die Phasenverschiebung geringer wird.  $Q_{\min}$  wird dadurch angehoben, der Meßbereich verkleinert. Das verringerte Meßsignal kann im Altbestand am unteren Ende des bisherigen Meßbereiches für natürliches Erdgas nicht mehr ausgewertet werden. Bei 100 % gibt Krohne die Abhängigkeit von Druck und Temperatur für  $Q_{\min}$  und  $Q_{\max}$  an. Endress bestätigt dies, und ergänzt, dass  $Q_{\min}$  und  $Q_{\max}$  bei der Auslegung nennwertspezifisch berechnet werden muss.

Emerson gibt an, Prüfstandsversuche mit H<sub>2</sub> durchgeführt zu haben. Endress verweist darauf, dass diese nicht notwendig sind, da Coriolis-Massemesssysteme unabhängig von der Gasart messen.

Die im Fragebogen gemachten Angaben zu CGZ lassen sich auf weitere Typen übertragen. Nach Angabe von Endress können die Geräte messtechnisch, vorausgesetzt sie sind auf den Messbereich hin richtig ausgelegt, ohne weitere Einstellung auch bei unterschiedlichen Gasen und Gaszusammensetzungen eingesetzt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Gerätenennweite auf die zu erwartenden Gaszusammensetzungen ausgelegt werden. Im eichamtlichen Verkehr wird das Gas auf dem Typenschild vermerkt. Bei anderen Gasen bzw. anderen Prozessbedingungen muss ein entsprechendes Typenschild angebracht werden.

## 2.5 Wirbelstromgaszähler (WSZ)

### 2.5.1 Messprinzip

Das Messprinzip von WSZ basiert auf der Ausbildung von abströmseitigen Wirbeln nach einem Störkörper. Diese Wirbelausbildung erfolgt abwechselnd auf beiden Seiten des Störkörpers. Mit dem Gasdurchfluss ändert sich die Wirbelfrequenz (entscheidende Größe ist die Reynoldszahl).

### 2.5.2 Zulassung

Angaben zu WSZ der befragten Hersteller wurde nicht gemacht.

### 2.5.3 Bewertung

Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung von 10 Vol.-% geringe Auswirkung auf das Messprinzip. Vorausgesetzt werden muss dabei, dass  $Q_{\min}$  immer so groß ist, dass eine turbulente Strömung vorliegt. Es wird erwartet, dass sich  $Q_{\min}$  erhöht, da Aufgrund der Verringerung der Reynoldszahl (Dichte) bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung die Ausbildung von Wirbeln beeinträchtigt wird. Nach Einschätzungen ist dieser Einfluss bei 10 Vol.-% H<sub>2</sub> gering. Eine Überprüfung wird dennoch empfohlen. Dazu sind bei einem Einsatz von WSZ entsprechend lange Einlaufstrecken zu berücksichtigen.  $Q_{\max}$  wird bei WSZ seitens der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt in der (PTB)-Zulassung festgelegt und gilt grundsätzlich für alle Gase.

Für 100 % H<sub>2</sub> lassen sich die Aussagen zur Reynoldszahl ableiten. Grundsätzlich werden Auswirkungen auf das Messprinzip gesehen, da sich die Reynoldszahl deutlicher reduzieren kann. Hier ist die Überprüfung der Unterschreitung einer turbulenten Strömung notwendig. Nach derzeitigem Stand sind die WSZ nicht für reinen H<sub>2</sub> geeignet.

## 2.6 Haushaltsgaszähler

### 2.6.1 Messprinzip

Balgengaszähler (BGZ) zählen zu den klassischen Verdrängungsgaszählern bzw. volumetrisch messenden Zählern im Haushaltsbereich, deren Messprinzip auf einem periodischen Füllen und Entleeren der Messkammern basiert (Kraftübertragung auf den Balgen bestimmt durch Dichte des Gases und Spaltverluste durch die Viskosität).

Das Messprinzip von thermischen Gaszählern basiert auf der Wärmeleitfähigkeit des Gases. Dabei wird bei Gasfluss die Temperaturdifferenz zwischen einer Wärmequelle (z.B. Draht mit definierter Temperatur) und Umgebung gemessen (Verschiebung der Temperaturverteilung). Anschließend muss dazu eine Kompensation der Gasart und Korrektor des Ausgangssignals erfolgen.

Zusätzlich gibt es USZ (siehe Kapitel 2.3).

### 2.6.2 Zulassung

In Tabelle 2.8 sind die Ergebnisse bezüglich der Zulassung von Haushaltsgaszählern zusammengefasst. Die Hersteller Elster (BZG), Diehl (thermischer Gaszähler), Landis (USZ) und Itron (BGZ) haben hierzu Angaben über die dargestellten Typen gemacht. Der Haushaltsgaszähler von Diehl hat als einziger eine Spezifikation (5 Vol.-% H<sub>2</sub>) in der Bedienungsanleitung. Eine Erweiterung bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> ist in Bearbeitung. Eine Anpassung bzw. Erweiterung der Spezifizierung ist seitens der anderen Hersteller derzeit nicht vorgesehen. Elster gibt jedoch die technische Machbarkeit bis 100 % H<sub>2</sub> an (Grenzwert nach DIN EN 437 – 59 Vol.-% H<sub>2</sub>).

Die Zähler von Elster, Diehl und Itron sind für die Messung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Erdgas geeignet. Landis hat diesbezüglich keine Erfahrungen. Als mögliche maximale H<sub>2</sub>-Konzentration gibt Elster 60 Vol.-% an wobei auf einem Kundenprüfstand auch schon Versuche mit 100 % H<sub>2</sub> durchgeführt wurden.

**Tabelle 2.8:** Auswertung Haushaltsgaszähler

Hersteller / Bezeichnung	Erstzulassung		Betriebsanleitung		Eignung für Messung H <sub>2</sub>	
	MID	PTB	H <sub>2</sub> Spezifiziert	Geplant	10%	100%
Diehl Gas Metering GmbH k.A (TZ)	30.11.2011	30.11.2011	ja / 5%	-	ja	nein
Elster Gmb BK-G4...G25 (...G100) (BZ)	26.01.2007	08.07.1987	nein	-	ja	nein
Itron GmbH RF1 (BZ)	22.06.2007	k.A.	nein	nein	ja	k.A
Landis + Gyr G350 (USZ)	2009	k.A.	nein	nein	keine Erfahrung	nein



Die Anzahl der in Deutschland betriebenen Gaszähler des entsprechenden Typs beläuft sich bei Elster auf > 5 Mio. Stück, bei Itron etwa 4 Mio. Stück, bei Landis 6.000 Stück und bei Diehl 1.000 Stück.

Im EU-Projekt NATURALHY wurden BGZ mit einem 50:50 Gemisch aus  $H_2$  und Methan ( $CH_4$ ) geprüft. Insgesamt betragen die Messabweichungen weniger als 2 % [2.4]. Eine Anpassung der BGZ ist demnach nicht notwendig. Diehl gibt einen Wert von 10 Vol.-%  $H_2$  als Eignung an, welcher mit Prüfstandversuchen in gleicher Größenordnung nachgewiesen wurde. Diehl verfügt über einen der modernsten zugelassenen Echtgasprüfstände und kann im G4 Durchflussbereich jede Form von Erdgas- $H_2$ -Gemischen prüfen. Für die Messung von 100 %  $H_2$  sind die Zähler nicht geeignet, wobei Itron keine Angaben gemacht hat.

### 2.6.3 Bewertung

Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es bei BGZ bei einer  $H_2$ -Zumischung von 10 Vol.-% keine Auswirkung auf das Messprinzip. Ein Einfluss wird jedoch in der Verkleinerung des Messbereiches, insbesondere bei  $Q_{min}$ , gesehen. Der für die BGZ angegebene Wert  $Q_{min}$  kann nach Herstellerangaben im Messbereich nicht mehr gewährleistet werden. Itron sieht weitere Untersuchungen als Handlungsbedarf vor, da bisher kein nennenswerter  $H_2$ -Anteil im Erdgas vorhanden war. Ähnliche Aussagen zu BGZ lassen sich für 100 %  $H_2$  übertragen. Es liegen derzeit keine Messreihen aus Prüfstandversuchen vor. Eine Eignung für reinen  $H_2$  wird gemäß den Herstellern ausgeschlossen, da mit einem erhöhten Gasfluss aufgrund von Spaltverlusten (im Schiebersystem) durch die geringere Viskosität zu rechnen ist. Diese Aussagen sind entsprechend durch Untersuchungen zu verifizieren. Itron sieht eine Verschiebung von  $Q_{min}$  und  $Q_{max}$  bei reinem  $H_2$ .

Die Aussagen zu USZ lassen sich aus Kapitel 2.3 übertragen. Landis verweist ebenfalls auf den Einfluss von  $H_2$  auf die SOS, welche zu berücksichtigen ist. Bei höheren  $H_2$ -Konzentrationen liegen Landis keine Erfahrungen vor, schließt aber eine Eignung für reinen  $H_2$  aus.

Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es bei thermischen Gaszählern und einer  $H_2$ -Zumischung von 10 Vol.-% Auswirkungen auf das Messprinzip. Die Wärmeleitfähigkeit wird durch die Änderung der Gasbeschaffenheit beeinflusst. Dieser Einfluss wurde bei Diehl durch eine entsprechende Signalauswertung kompensiert. Für 100 %  $H_2$  lassen sich gleiche Aussagen ableiten. Abhängig von der thermischen Leitfähigkeit, Dichte und spezifischen Wärmekapazität ist eine Anpassung der Signalauswertung erforderlich. Der Gaszähler von Diehl ist für reinen  $H_2$  nicht einsetzbar.

Die im Fragebogen gemachten Angaben zum Einfluss auf das Messprinzip bzw. die Verkleinerung der Messbereiche sind nach Itron nicht auf weitere Typen übertragbar. Bei Elster müssen die Ausführungen von Fall zu Fall betrachtet werden. Analogiebetrachtungen über die Baureihen sind möglich. Für die im Bestand befindlichen thermischen Gaszähler setzt Itron einen Austausch der 2012 installierten Zähler nach Ablauf der Eichgültigkeit für Ende 2016 fest. Elster weist darauf hin, dass Material- und Alterungstests ihrer BGZ für die Messung von 10 Vol.-%  $H_2$  noch durchgeführt werden müssen.

## 2.7 Weitere mögliche Beeinflussungen von Zählern durch H<sub>2</sub>

Von den Herstellern wurden mögliche Störeinflüsse genannt:

- Schmierstoffe
- Undichtigkeiten
- Materialversprödung
- Verkürzung der Lebensdauer

Lt. Elster kann es in Folge von H<sub>2</sub> zu Undichtigkeiten an Klemmringverschraubungen bei TRZ, DKZ und USZ kommen. Bei den TRZ muss untersucht werden, ob die aktuellen Schmierstoffe geeignet sind, und ob die Schmierintervalle ggf. verkürzt werden müssen. Bei allen HD-Zählertypen muss lt. Elster die Dichtheitsprüfung geklärt werden, und der Einfluss auf die Solllebensdauer ist ebenfalls noch zu klären. Dabei ist das Langzeitverhalten der Stahlgehäuse offen.

RMG sieht noch Klärungsbedarf bei ihren TRZ, USZ und DKZ bzgl. Materialversprödung und Dichtheit. Hierzu werden derzeit mit dem DVGW erste Untersuchungen durchgeführt, wo u.a. Langzeittests mit 100 % H<sub>2</sub> durchgeführt werden. Zur möglichen Lebensdauerverkürzung infolge von H<sub>2</sub> macht Elster keine Aussagen. Nach entsprechenden Betriebsstunden müssen relevante Bauteile untersucht werden.

Itron schließt für ihre TRZ eine druckabhängige Ermüdung nicht aus. Bei ihren DKZ sind Itron keine Störeinflüsse bekannt. Es werden schon seit Jahren DKZ für die Messung von 100 % H<sub>2</sub> eingesetzt. Einige Gaszählerserien werden jetzt bereits mit Helium auf Dichtheit geprüft.

SICK, RMA und Krohne haben keine Angaben zu möglichen Störeinflüssen gemacht bzw. sind keine bekannt. SICK und RMA schließen mögliche Lebenszeitverkürzungen nicht aus. Krohne hingegen schließt eine Lebenszeitverkürzung bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> aus.

Endress und Krohne sehen bei den CGZ keinen Untersuchungsbedarf hinsichtlich Dichtheit und Lebensdauerverkürzung.

Bei den Haushaltsgaszählern haben die Hersteller ebenfalls die oben aufgeführten möglichen Störeinflüsse genannt, weisen aber darauf hin, dass keine Erfahrungen vorliegen. Dazu und zur möglichen Lebensdauerverkürzung müssen Untersuchungen durchgeführt werden. In den abgeschlossenen DVGW-Projekten G1-07-10 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ und G1-02-12 „Sachstandsbogen zur Wasserstoff-Toleranz“ werden Einflüsse und Auswirkungen von H<sub>2</sub> auf Werkstoffe (Metalle und Kunststoffe) und Permeation dargestellt. Nach derzeitigem Kenntnisstand sind bis zu einer Konzentration von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> keine Auswirkungen zu erwarten. Die auftretende Problematik zur H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von Werkstoffen muss zudem branchenübergreifend gelöst werden. Dazu stehen heute bereits umfangreiche Grundkenntnisse im Umgang mit H<sub>2</sub> zur Verfügung.

## 2.8 Messungen auf dem Hochdruckprüfstand pigsar™

Um den Einfluss von Wasserstoff auf die klassischen Erdgaszähler im Hochdruck zu prüfen, wurden in einem von E.ON beauftragten Projekt Messungen auf dem Hochdruckzählerprüfstand pigsar™ durchgeführt. Für die Prüfung des Messverhaltens von Turbinenrad- und Ultraschallgaszählern wurde neben der bestehenden Prüfstandinfrastruktur auch eine Wasserstoffinfrastruktur benötigt, die ausschließlich für diese Untersuchungen installiert worden ist.

### 2.8.1 Prüflinge und Versuchsaufbau

Als Prüflinge wurden handelsübliche Hochdruckgaszähler ausgewählt: Ein Ultraschallgaszähler (1. Zähler in Flussrichtung) sowie ein Turbinenradgaszähler (2. Zähler in Flussrichtung), beide Nennweite DN 80, Größe G 100, Druckstufe DP 70. Die Installation der Prüflinge erfolgte in der Prüflingsstrecke 5 des pigsar™-Prüfstandes - siehe Abbildung 2.3. Es wurde speziell auf jeweils sehr lange Einlaufängen für beide Prüflinge geachtet, um eine möglichst gute Vermischung des Erdgases mit dem Wasserstoff zu gewährleisten und um etwaige Strömungsprofileinflüsse auszuschließen. Die Eindüsung des Wasserstoffs in den Erdgasvolumenstrom erfolgte vor einem 2-stufigen, statischen Mischer. Stromab des Mixers sorgten zwei Strömungsgleichrichter für eine weitere Vermischung des Wasserstoffs mit dem Erdgas und für eine Reduzierung der Strömungsvorstörungen.

Der pigsar-eigene Prozessgaschromatograf (PGC) analysierte die Gaszusammensetzung stromauf der Wasserstoff-Zufuhr im 3 min-Rhythmus. Stromab der Prüflinge bestimmte ein spezieller H<sub>2</sub>-Gaschromatograph (GC) die Wasserstoff-Konzentration. An gleicher Stelle wurden Gasproben entnommen.

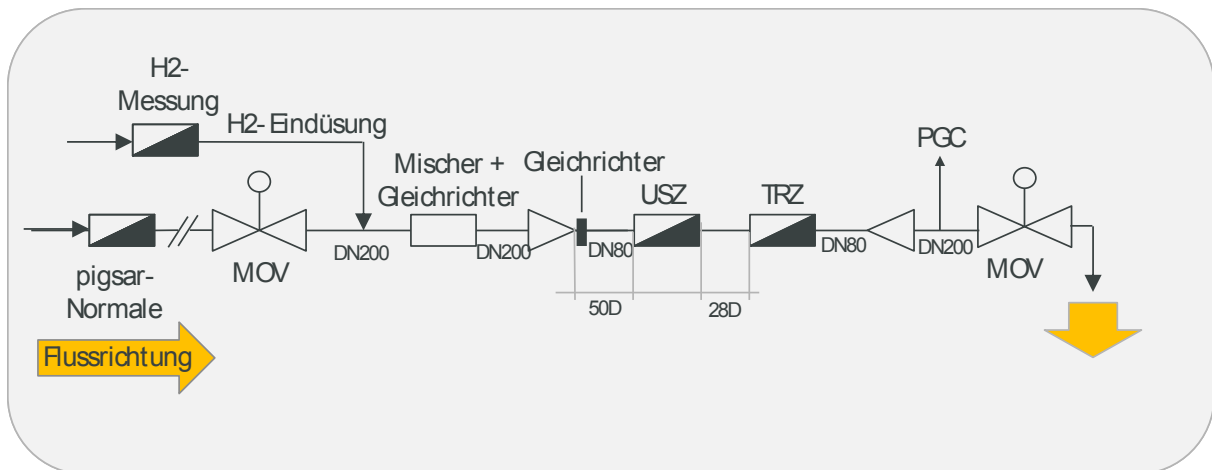
### 2.8.2 Messprogramm und Versuchsdurchführung

Vor dem Wasserstoff-Messprogramm unterzog pigsar™ die Prüflinge einer Standard-Basis-Kalibrierung mit niederkalorischem Erdgas L. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2.4 als durchgezogene Linien dargestellt.

Es wurden Versuche bei 4 unterschiedlichen Durchflusspunkten gefahren. Diese lagen bei 70 %, 40 %, 25 % und 10 % des maximalen Durchflusses der Prüflinge, welcher bei 160 m<sup>3</sup>/h lag. Je Durchflusspunkt erfolgten die Tests nacheinander bei 4 unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Beimischungen. Diese entsprachen 2,5, 5, 7,5 und 10 % volumetrischer H<sub>2</sub>-Anteil am Gesamt-Volumenstrom. Direkt vor sowie nach den H<sub>2</sub>-angereicherten Prüfpunkten fanden Kontrollmessungen mit 0 % H<sub>2</sub>-Anteilen statt. Je Prüfpunkt wurden bei konstanten Bedingungen 5 bis 9 Einzelmessungen mit je 60 s Messdauer ausgeführt. Die Sollwerte für den Druck und die Temperatur in der Messstrecke lagen bei 29 bar und 17 °C.

Eine GC-Analyse des Gases begleitete jeden Prüfpunkt. Die Probenentnahme erfolgte stromab des Zählers 2 im fließenden Gas. Die Entnahme von Gasproben zusätzlich zu jedem Prüfpunkt an gleicher Stelle rundete die Gasanalyse ab. Das Labor der Open Grid Europe (OGE) analysierte die Gasproben und verglich sie mit den PGC-Messungen.

Zur Berechnung der Stoffdaten wurde das Programm GasCalc der E.ON verwendet.



**Abbildung 2.3:** Versuchsaufbau

### 2.8.3 Messergebnisse

Die Messungen sind in Abbildung 2.4 zusammenfassend dargestellt. Es ergibt sich folgendes Ergebnis:

- Die geplanten Soll-Werte bzgl. der Erdgas- und H<sub>2</sub>-Volumenströme wurden erreicht.
- Alle Messabweichungen, auch diejenigen mit H<sub>2</sub>-Zumischung, lagen deutlich innerhalb der Eichfehlergrenzen.
- Hinsichtlich des Turbinenradgaszählers (TRZ) ist keine Beeinflussung durch die H<sub>2</sub>-Zumischung feststellbar. Der TRZ zeigt die für einen TRZ übliche sehr gute Wiederholbarkeit der Prüfergebnisse sowohl mit, als auch ohne H<sub>2</sub>-Zumischung.
- Auch für den Ultraschallgaszähler (USZ) ist abgesehen vom Messpunkt bei 10 %-QB<sub>max</sub> keine Beeinflussung durch die H<sub>2</sub>-Zufuhr messbar. Generell ist die Kurzzeit-Wiederholbarkeit von USZ schlechter im Vergleich zum TRZ, daher ist die Streuung der Messergebnisse hier größer.
- Bei dem Messpunkt 10 %-QB<sub>max</sub> ist für den USZ eine scheinbare Tendenz erkennbar: Die Messabweichung ändert sich um ca. 0,9 % mit Änderung der H<sub>2</sub>-Konzentration. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Änderung auch auf die hohe Streuung von USZ-Messergebnissen gerade bei kleinen Durchflüssen zurückzuführen sein kann und somit kein eindeutiger Hinweis für eine Gasartenabhängigkeit ist.
- Die internen Schallgeschwindigkeits-(VOS-) Messdaten des USZ zeigen beim Messpunkt 10 % und 25 %-QB<sub>max</sub> eine leichte Schichtung der H<sub>2</sub>-Konzentration im Strömungsfeld. Während bei H<sub>2</sub>=0 % der max. Unterschied der VOS-Ergebnisse der einzelnen Pfade bei ca. 0,16 % liegt, beträgt dieser Wert das 4-Fache mit H<sub>2</sub>-Zufuhr. Diese Schichtung ist bei dem Messpunkt 10 % und 25 %-QB<sub>max</sub> ähnlich, jedoch ist bei dem 25 %-Punkt keine zusätzliche Messabweichung zu sehen, so dass hier kein Hinweis auf eine Messbeeinflussung von H<sub>2</sub>-Schichtungen auf USZ gegeben ist.
- Die Messunsicherheit (MU) des Prüfstands pigsar™ liegt bei den hier gefahrenen Durchflüssen bei 0,13 % bis 0,14 % (doppelte Standardabweichung). Die MU der H<sub>2</sub>-Massemessung wird seitens der Hersteller mit 0,35 % für den Massenstrom angegeben. Mit einer geschätzten MU für die Dichtebestimmung in Höhe von 0,2 % ergibt sich eine MU

für die H<sub>2</sub>-Volumenmessung in Höhe von ca. 0,45 %. Zur Bestimmung der MU des Messvergleiches muss mit dem H<sub>2</sub>-Mengenverhältnis gewichtet werden, so dass die MU für die hier dargestellten Ergebnisse ohne Berücksichtigung der Messabweichungen der Prüflinge bei 0,14 % bis 0,15 % liegt.

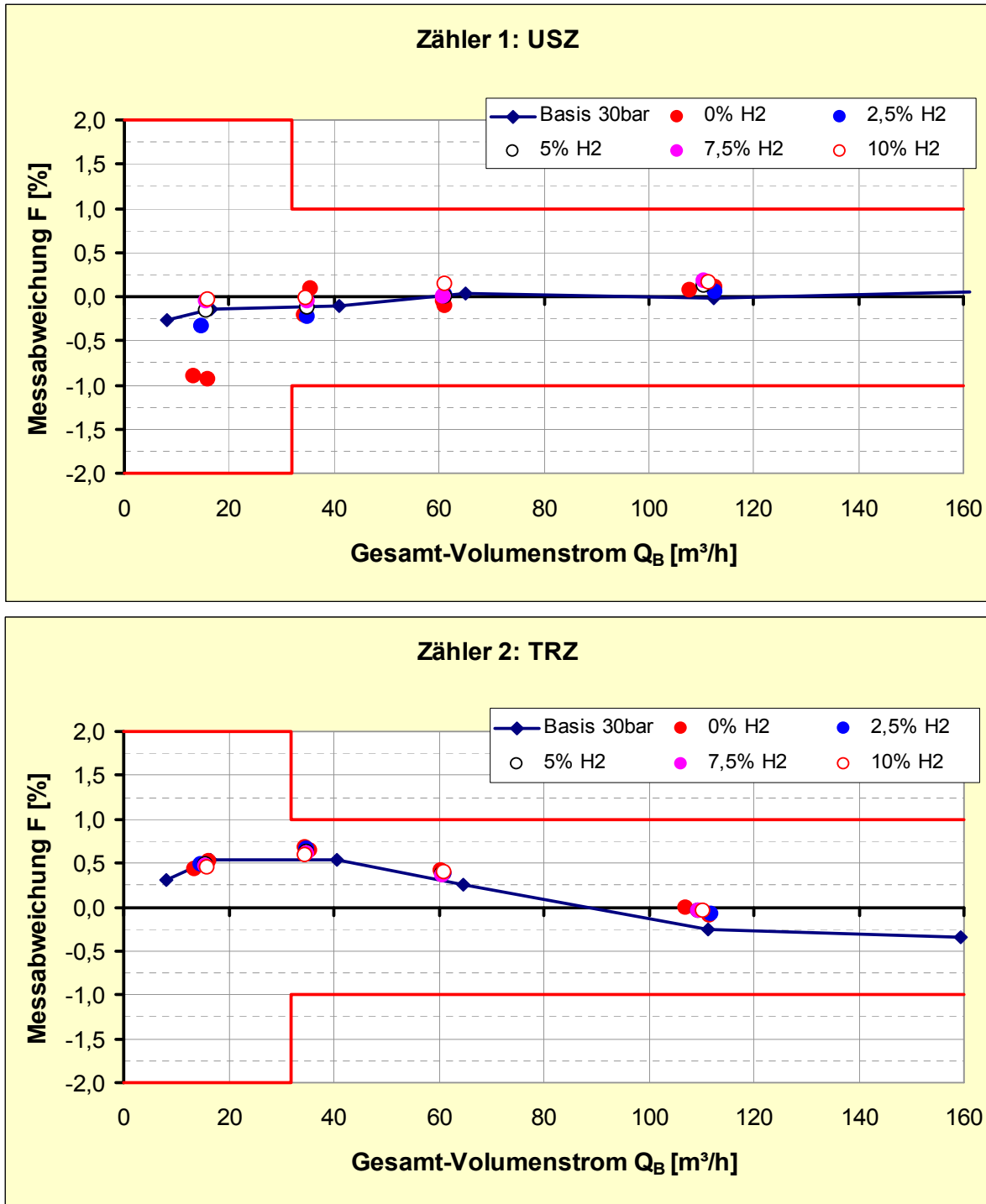


Abbildung 2.4: Messabweichung in Abhängigkeit der H<sub>2</sub>-Konzentration

#### 2.8.4 Schlussfolgerungen

Das Messprogramm konnte trotz der Erfordernisse des Aufbaus, temporären Betriebs und der Integritätssicherung einer Wasserstoffinfrastruktur wie geplant durchgeführt werden. Die Prüfbedingungen waren sehr stabil. Eine Beeinflussung des Messverhaltens des Turbinenradgaszählers durch H<sub>2</sub>-Zugabe kann bei moderaten H<sub>2</sub>-Mengen bis 10 Vol.-% praktisch ausgeschlossen werden. Bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub>-Anteil ist eine Beeinflussung des Ultraschallgaszählers bei einer guten Vermischung des Wasserstoffs mit dem Erdgas nicht zu erkennen. Für weiterführende Messkampagnen wird empfohlen, zu untersuchen, inwiefern eine schlechte Vermischung („H<sub>2</sub>-Strähnen bzw. Mischfahnen“) einzelne USZ-Pfadmessungen derart beeinflussen können, dass es zu einem signifikanten Messfehler kommt. Ähnliches gilt für sog. H<sub>2</sub>-„Propfen“ mit unzulässig hohen H<sub>2</sub>-Konzentrationen, bei denen kurzfristig höhere H<sub>2</sub>-Mengen in den USZ geraten.

### 2.9 Messung von reinem Wasserstoff

#### 2.9.1 Power to Gas Anlage Falkenhagen

Zur energetischen Abrechnung des eingespeisten H<sub>2</sub> in das Gasnetz ist es bei Power to Gas Anlagen erforderlich, den H<sub>2</sub> Volumenstrom eichamtlich zu messen. In Kapitel 2.2 wurden bereits einige Zähler identifiziert, die für die Messung von 100 Vol.-% H<sub>2</sub> geeignet sind. Im Folgenden wird auf das Praxisbeispiel der Power to Gas Anlage Falkenhagen eingegangen. Mit der Power to Gas Anlage wird aus Strom und Wasser Wasserstoff erzeugt. Der erzeugte Wasserstoff wird in eine Transportleitung der ONTRAS eingespeist. Dabei wird die Anlage so geregelt, dass die Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch nicht größer 2 % (mol/mol) beträgt. Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff hat eine Reinheit von 99,998 % (mol/mol). Als Begleitstoffe können Sauerstoff und Stickstoff auftreten. Da der Wasserstoff ins öffentliche Netz eingespeist wird, sind alle eichrechtlichen und DVGW Vorschriften einzuhalten. Der Wasserstoff wird vor der eichamtlichen Messung getrocknet, und hält somit den in dem DVGW Arbeitsblatt G 260 vorgegebenen Grenzwert von maximal 50 mg H<sub>2</sub>O/Nm<sup>3</sup> ein. Aufgrund der hohen Reinheit wurde mit der PTB und der Eichbehörde abgestimmt, dass die Gasbeschaffenheit nicht eichrechtlich gemessen wird. Bei dieser Versuchsanlage werden, um auch Erfahrungen zu sammeln, zunächst die O<sub>2</sub>- und N<sub>2</sub>-Konzentrationen mit einem Prozessgaschromatographen überwacht. Kontrolliert werden die Werte zusätzlich durch Probennahmen und Analysen im Labor. Dadurch wird sichergestellt, dass der Abrechnungsbrennwert nicht mehr als 0,1 % von dem aus der DIN EN 6976 entnommenen Brennwert abweicht [2.7]. Für die eichamtliche Volumenmessung des Wasserstoffes wird ein handelsüblicher Drehkolbengaszähler der Erdgasbranche eingesetzt.

#### 2.9.2 Durchmischung

Bei der Beimischung von H<sub>2</sub> zum Erdgas ist auf eine hinreichende Durchmischung zu achten. Dies ist besonders wichtig an den Stellen, wo Gasbeschaffenheitsmessungen durchgeführt werden, oder wo Gasverbrauchseinrichtungen angeschlossen sind. Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass im Falle der Einspeisung des H<sub>2</sub> über ein T-Stück in ein Hochdrucktransportnetz Mindestgasgeschwindigkeiten von 3 m/s im Grundgas erforderlich sind, um nach 10 bis 20 m nach der Einspeisestelle eine ausreichende Vermischung zu bekommen. Bei Gasgeschwindigkeiten von

0,3 m/s im Transportnetz sind der H<sub>2</sub> und das Erdgas erst nach ca. 2,5 km gut durchmischt. Gasbeschaffenheitsmessungen in der Mischzone können daher signifikant fehlerbehaftet sein.

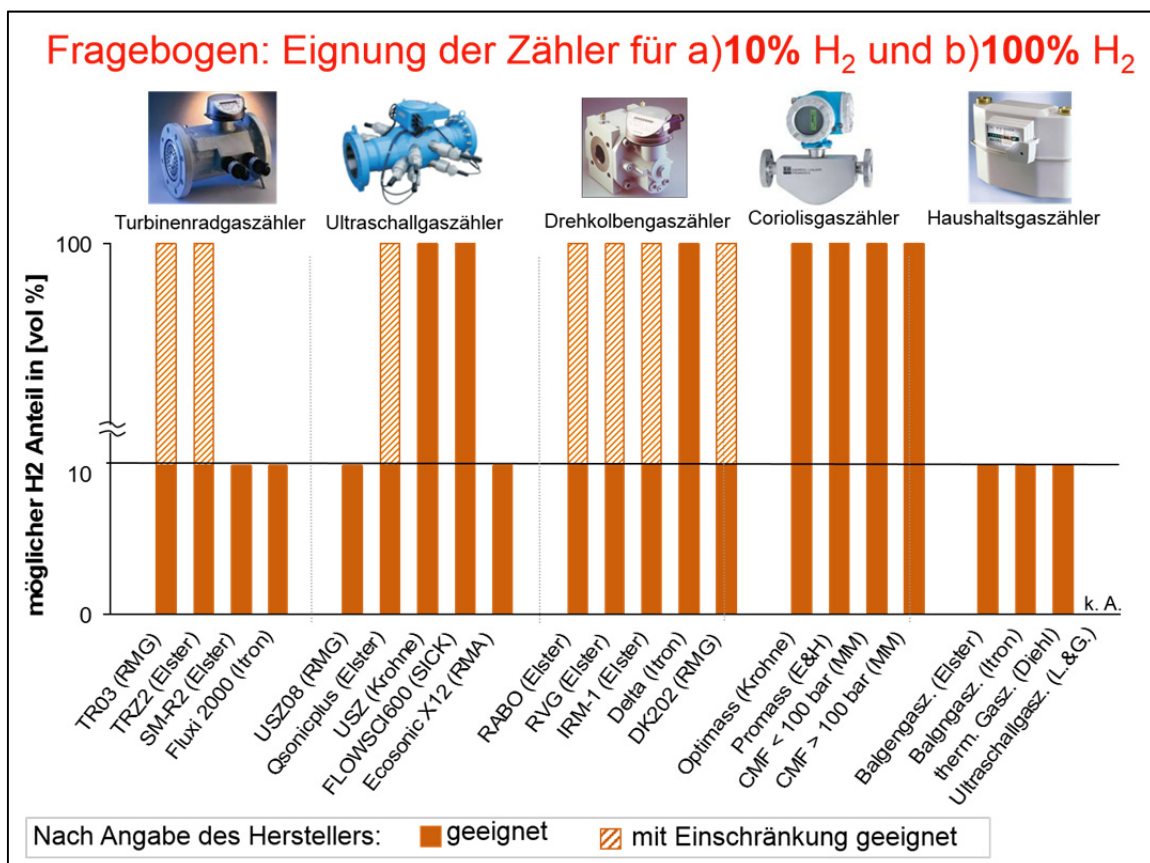
## 2.10 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

In Tabelle 2.9 wird die Einschätzung der Einsatzfähigkeit hinsichtlich des Messprinzips von Gaszählern für 10 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub> auf Grundlage der Erkenntnisse aus Kapitel 2.1 bis 2.6 zusammengefasst.

**Tabelle 2.9:** Einschätzung der Einsatzfähigkeit hinsichtlich des Messprinzips

Gaszähler (Bewertung Messprinzip)	Einsatz im Gasnetz bis 10 Vol.-% H <sub>2</sub>	Einsatz Einspeiseleitung 100 % H <sub>2</sub>	Prüfstandsversuche durchgeführt (Auswertung Fragebogen „Gaszähler“)	
Turbinenradgaszähler	ja	ja (teilweise Auslegung beachten)	nein	TR03 (RMG)
			nein	TR22 (Elster)
			nein	SM-RI (Elster)
			nein	Fluxi 2000 (Itron)
Drehkolbengaszähler	ja	ja (teilweise, Auslegung beachten)	ja	10 Vol.-% H <sub>2</sub> <i>pigsar</i> <sup>TM</sup>
			nein	RABO (Elster)
			nein,	RVG (Elster)
			nein,	IRM-1 (Elster)
Ultraschallgaszähler	ja	ja (teilweise Auslegung beachten)	nein,	DKZ02 (RMG)
			nein,	Dichtheitstest He, Delta (Itron)
			nein	USZ08 (RMG)
			nein	Qsonicplus (Elster)
Corioliszähler	ja	ja (teilweise Auslegung beachten)	seit 2003 im Einsatz 100 % H <sub>2</sub> , USZ (Krohne)	
			mehrere Feldversuche, FLOWSCI600 (SICK)	
			nein	Ecosonic X 12 (RMA)
			ja	10 Vol.-% H <sub>2</sub> <i>pigsar</i> <sup>TM</sup>
Wirbelstromgaszähler	ja	nicht empfohlen	nein	Optimass (Krohne)
			nein	Promass (Endress)
			ja	CMF < 100 bar
			ja	CMF > 100 bar
Balgengaszähler	ja	nein	(Emerson)	
			ja	(Emerson)
			ja	(60) 100 % H <sub>2</sub> , BGZ (Elster)
			nein	BGZ (Itron)
Thermische Gaszähler	ja	ja (Auslegung beachten)	ja	50:50 Gemisch H <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> NATURALHY
			ja	10 Vol.-% H <sub>2</sub> , (Diehl)

Die Einflüsse von H<sub>2</sub> auf die Messprinzipien konnten mit Hilfe der Herstellerbefragung (Fragebogen „Gaszähler“) verifiziert werden. Grundlegend ist dabei festzuhalten, dass alle Hersteller eine Eignung ihrer Gaszähler bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Rahmen der Eichfehlergrenze angegeben haben. Einige Gaszähler werden sogar bis 100 Vol.-% H<sub>2</sub> mit und ohne Einschränkungen als geeignet (Abbildung 2.5) eingestuft. Eine weitere Überprüfung und Berücksichtigung der Messbereiche und Betriebsparameter bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> wird dennoch empfohlen. Auch die Verkürzung der Solllebensdauer von Gaszählern wird nach Herstellereinschätzung bei 10 Vol.-% H<sub>2</sub> nicht erwartet. Entsprechend der Umfrage basieren die Angaben zumindest teilweise auf Prüfstandversuchen (Tabelle 2.9).



**Abbildung 2.5:** Eignung von Gaszählern nach Analyse Fragebogen „Gaszähler“

Im EU-Projekt NATURALHY [2.4] wurden BGZ mit einem 50:50 Gemisch aus H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> geprüft. Insgesamt betragen die Messfehlerabweichungen weniger als 2 %. Eine Anpassung der BGZ ist demnach voraussichtlich nicht notwendig. Dennoch werden weitere Prüfstandsversuche mit anderen Zählertypen empfohlen.

In einem weiteren experimentellen Versuch wurde auf dem Hochdruckgaszählerprüfstand pigsar™ untersucht, inwiefern die Messabweichung durch die Anreicherung von Erdgas mit H<sub>2</sub> TRZ und USZ beeinflusst, oder ob es zu einem systematischen Einfluss führt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass eine Beeinflussung des Messverhaltens des TRZ durch die H<sub>2</sub>-Zugabe bis 10 Vol.-% nicht gegeben ist. Ebenso war eine Beeinflussung des USZ bei einer guten Vermischung nicht zu erkennen. Es



werden weitere Prüfstandsversuche empfohlen, bei denen der Einfluss von inhomogenen Durchmischungen (z.B. Mischfahnen, Pfropfenströmung) auf das Messverhalten untersucht wird. [2.5]

In der Handreichung der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt „Wasserstoff im Erdgasnetz“ [2.6] wird auf den Einsatz von zugelassenen Gaszählern wie folgt hingewiesen: „Gegen den Einsatz von zugelassenen Gaszählern beliebiger Technologie bestehen keine Bedenken im Konzentrationsbereich  $x_{H_2} < 5\%$ . Einzelne Gaszähler sind explizit für diesen Konzentrationsbereich zugelassen.“

Aus materialtechnischer Sicht kann ausgesagt werden, dass eine Beständigkeit der Komponenten bis 10 Vol.-%  $H_2$  und der verwendeten Drücke gegeben ist. Sicherheitstechnisch sind bis 10 Vol.-%  $H_2$  keine zusätzlichen Risiken durch Permeation und Leckage zu erwarten. Die Bestätigung durch eine Überprüfung der Dichtungen, Verschraubungen und Verbindungen für Gaszähler insbesondere im Altbestand mit Helium ist dennoch erforderlich. Für neue Gaszähler sind insbesondere die Hersteller sowie die Anpassung der Prüfgrundlagen (auch DVGW-Cert) für Gaszähler gefordert. Für den Einsatz bei 100%  $H_2$  sollten weitere Untersuchungen zu den Themen Werkstoffen (z.B. Materialversprödung, Langzeitstabilität von Elastomeren und Schmierstoffen) durchgeführt werden.

Weiterhin sind die Messabweichungen mit Schwerpunkt auf  $Q_{min}$  (Aufnahme von Fehlerkurven) durch weitere Prüfstandsversuche zu erfassen. Hierzu sind Abgaben von Mindestfließgeschwindigkeiten und Mindestdrücke zu überprüfen, um eine Grenzkonzentration von  $H_2$  zu ermitteln. Auch die Überprüfung der Funktions- und Messgenauigkeit im Dauerbetrieb sollte dabei eine zentrale Rolle spielen. Hierzu sind Betrachtungen hinsichtlich der Eignungen bei schwankenden  $H_2$ -Konzentrationen mit einzubeziehen. Aus jetziger Sicht sind weitere Praxisuntersuchungen insbesondere für Bestandsgaszähler im Haushaltsbereich empfehlenswert.

## 2.11 Literatur

[2.1] DIN EN 437, „Prüfgase - Prüfdrücke Gerätekatoren“, September 2009.

[2.2] Technische Regel – Arbeitsblatt G 260 "Gasbeschaffenheit", Mai 2008.

[2.3] Technische Regel – Arbeitsblatt G 260 "Gasbeschaffenheit", März 2013.

[2.4] EU Projekt NATURALHY, Reliability of domestic gas meters, 2009.

[2.5] gwf-Gas, Erdgas Veröffentlichung, Dr. Klaus Steiner, Dieter Wolf, Alexey Mozgovoy und Dr. Detlef Vieth, Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern, Mai 2013.

[2.6] Sarge, S.: PTB-Handreichung „Wasserstoff im Erdgasnetz“, 2. Entwurf vom 11.9.2013.

[2.7] DIN EN ISO 6976, „Erdgas – Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbe-Index aus der Zusammensetzung“, September 2009.

### 3 Gasbeschaffenheitsmessung

Für die Abrechnung gelieferter Energiemengen müssen der Brennwert und weitere Gasbeschaffenheits-Kenndaten des Erdgases mit geeichten Gasbeschaffenheitsmessgeräten gemessen werden. In Deutschland erfolgt dies heute fast ausschließlich über Prozessgaschromatografen (PGC). Dabei kommen derzeit vorrangig 11-Komponenten (K) - PGC's zum Einsatz, die den H<sub>2</sub>-Anteil im Erdgas nicht messen können. Ab einer Konzentration von 0,2 Vol.-% H<sub>2</sub> muss der Brennwert mit Geräten gemessen werden, die den Wasserstoffanteil entsprechend berücksichtigen. Infolge der Einspeisung von Biogasen besteht bereits heute der Bedarf an PGC's, die zusätzlich Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) für die eichrechtliche Brennwertbestimmung messen können. Für diesen Einsatz wurden spezielle Biogas-PGC's konzipiert. Diese messen 9 Komponenten incl. Wasserstoff und Sauerstoff, jedoch nicht die höheren Kohlenwasserstoffe Pentan und Hexan, die nur im Erdgas und nicht im Biogas enthalten sind. Ein Einsatz für wasserstoff-angereichertes Erdgas ist mit diesen Geräten daher nicht möglich. Der Einsatz der Biogas-PGC's in Biogas-Einspeiseanlagen wird in der Technischen Regel Gas (TR) G 14 der Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ Ausgabe 11/07 für neue Biogas-Einspeiseanlagen gefordert [3.1]. Dabei wird bei den Messbereichen für O<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> von den Werten im DVGW-Arbeitsblatt G 260 ausgegangen, d.h. O<sub>2</sub> ≤ 3 %, H<sub>2</sub> ≤ 5 %, Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ≤ 6% (Volumenprozent). Die TR-G 14 bezieht sich auf die 2007 gültige Fassung des DVGW-Arbeitsblatt G 260.

Für die Datenerhebung von PGC's wurde ein Fragebogen „PGC“ mit relevanten Kernfragen (Tabelle 3.1) zusammengestellt und an vier Gerätehersteller versandt (Tabelle 3.2). Im Anschluss daran wurden mit den Herstellern RMG, Elster und Marquis weiterführende Themenschwerpunkt im Rahmen von Telefoninterviews durchgeführt. Zusammenfassend kann ausgesagt werden, dass sich derzeit bei drei PGC-Herstellern (RMG, Elster und Marquis) in Deutschland PGC's zur eichamtlichen Messung bis 5 mol-% H<sub>2</sub> in Abschluss der PTB-Zulassung befinden bzw. bereits zugelassen sind. Weitere PGC's mit einer eichamtlich Zulassung > 5 mol-% H<sub>2</sub> befinden sich in technischer und genehmigungsrechtlicher Planung (siehe Kapitel 3.2).

**Tabelle 3.1:** Themenschwerpunkte Fragebogen „PGC“

Themenschwerpunkte Fragebogen „PGC“
Hersteller / Typ
Messung für Erdgas + H <sub>2</sub>
Internes Kalibriergas
Stand Zulassung
Möglichkeiten der Umrüstung

**Tabelle 3.2:** Adressaten Fragebogen „PGC“

<b>Hersteller</b>
Elster GmbH (Elster)
Honeywell / RMG Messtechnik GmbH (RMG)
Marquis GmbH (Marquis)
Union Instruments GmbH – kein Feedback

Zur Erfassung der Gesamtanzahl von PGC's im Erdgastransportnetz (z.B. Netzkopplungspunkte, Übernahmestellen) wurde ein weiterer Fragebogen zusammengestellt und an die Gasnetzbetreiber in Deutschland versandt. Die detaillierten Informationen sind in Kapitel 5.2 bzw. Anhang 6.1 dargestellt. Es ergeben sich 476 PGC's, die im Falle einer flächendeckenden Einspeisung von H<sub>2</sub> umgerüstet werden müssten. Hinzu kommen weitere PGC's auf der Verteilnetzebene; Schätzungsweise etwa 50 Geräte für interne Kontrollzwecke. Die Befragung der Gerätehersteller von PGC's (Fragebogen „PGC“) führte zu einer ähnlichen Größenordnung. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird daher eine Gesamtzahl von 500 PGC's angenommen.

### 3.1 Messumfang von aktuellen Prozessgaschromatografen und Kalibriergasen

Im Bestand der Erdgas-Versorgung befinden sich zurzeit vorrangig 11K-PGC's. Zukünftige Geräte, die Wasserstoff messen können, werden voraussichtlich als 12-, 13- oder 14-Komponenten-Geräte ausgelegt und dienen vorrangig zur Messung von wasserstoff-angereichertem Erdgas. Ausschließlich in Biogasanlagen können auch 9K-PGC vorhanden sein. Die analysierten Gaskomponenten sind in Anhang 3.1 gegenübergestellt.

In der PTB-Anforderung PTB-A 7.63, „Messgeräte für Gasanforderungen an Kalibriergase für Brennwert- und Gasbeschaffenheitsmessgeräte“ (Mai 2011) sind im Anhang B acht H<sub>2</sub>-haltige Prüfgase für PGC's aufgeführt. Diese sind in Anhang 3.2 zusammengestellt.

Die beiden 5-Komponentenprüfgase B-5K und B1-5K, sowie das 9-Komponentengas P1-9K sind als Prüfgase im Rahmen der Eichung (Eichgase) für zukünftige PGC's geeignet. Die 9-Komponentengase 9M und 9E werden in Biogaseinspeiseanlagen als Kalibriergase für Biogas-PGC's verwendet.

Die wasserstoffhaltigen Kalibriergase 13D, 16M und 17K sind für andere Gerätetypen konzipiert und werden voraussichtlich keine Anwendung bei den hier betrachteten PGC's finden. Im Rahmen aktueller Gerätezulassungen wurde von der PTB die Zusammensetzung für drei weitere Gase definiert (12M, 12E und 13K), die als Kalibriergase der zukünftigen PGC's dienen sollen. Das 12E ist an das bekannte 11D (mit neo-C5, ohne O<sub>2</sub>) angelehnt und enthält zusätzlich 1 mol-% H<sub>2</sub>. Das 12M entspricht dem 11M (ohne neo-C5, mit O<sub>2</sub>) mit zusätzlich ebenfalls 1 mol-% H<sub>2</sub>. Das 13K enthält neben Wasserstoff sowohl O<sub>2</sub>, als auch neo-C5.

Für die Zulassung von PGC's in einem erweiterten H<sub>2</sub>-Konzentrationsbereich ergibt sich ein Bedarf an Kalibriergasen mit höheren H<sub>2</sub>-Anteilen.

### 3.2 Analystechnische Grundlagen und Umrüstung von Prozessgaschromatografen

Wie zuvor bereits erwähnt, können die derzeit im Gastransportnetz eingesetzten PGC's H<sub>2</sub> nicht detektieren. Aufgrund der bevorstehenden Einspeisung von H<sub>2</sub> ins Erdgasnetz haben die Hersteller von PGC's inzwischen reagiert und bieten nun neue Geräte mit einem eichamtlichen H<sub>2</sub>-Messbereich von 0 bis 5 mol-% H<sub>2</sub> an. Die Begrenzung des H<sub>2</sub>-Messbereichs von PGC's auf maximal 5 mol-% H<sub>2</sub> resultiert dabei aus physikalischen Gründen. Die heute eingesetzten PGC's verwenden für die Signalauswertung ausschließlich Wärmeleitfähigkeitsdetektoren. Bei der Verwendung von Helium (He) als Trägergas ist die Detektion von H<sub>2</sub> dadurch begrenzt, dass eine Anomalie der Wärmeleitfähigkeit eine Bestimmung höherer Wasserstoffanteile verhindert. Als obere Grenze für die Messung von H<sub>2</sub> bei He als Trägergas werden in der Regel 5 mol-% benannt. Zur Messung von hohen H<sub>2</sub>-Konzentrationen – z. B. bis 30 mol-% H<sub>2</sub> – ist zur eindeutigen Bestimmung ein alternatives Trägergas (z.B. Argon, Ar) notwendig, das ggf. neben He als zweites Trägergas verwendet wird. RMG, Elster und Marquis haben nach eigenen Angaben bereits Geräte mit den Trägergasen He/Ar ausgerüstet.

Die Erweiterung der klassischen Erdgasanalyse um Wasserstoff als zusätzliche Komponente hat in der Regel eine Änderung der Trennsäule oder sogar eine Erweiterung um eine zusätzliche Trennsäule zur Folge. Die Trennung von H<sub>2</sub> – genauso wie O<sub>2</sub> bei der Messung von Bioerdgas – kann nur über eine Molsiebsäule erfolgen, die in den heutigen PGC's zur reinen Erdgasanalytik nicht vorhanden ist.

Die Information über PGC's zur Messung von H<sub>2</sub> in Erdgas mit den verwendeten Trägergasen sowie den Messbereichen der befragten Hersteller Elster, RMG und Marquis sind in der folgenden Tabelle 3.3 zusammengefasst.

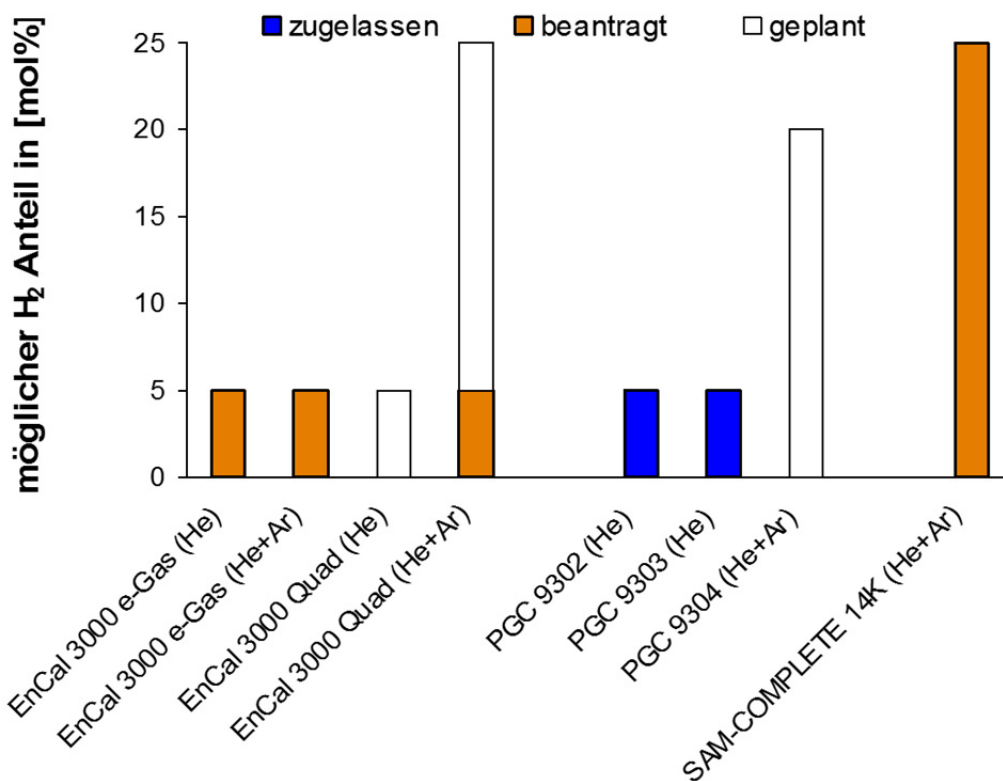
**Tabelle 3.3:** PGC-Modelle zur Messung von H<sub>2</sub> im Erdgas

Typ	Trägergas	Messbereiche	Status der Zulassung
EnCal 3000 e-Gas	He	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	beantragt
EnCal 3000 e-Gas	He + Ar	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	beantragt
EnCal 3000 Quad	He	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	geplant
EnCal 3000 Quad	He + Ar	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	beantragt
EnCal 3000 Quad	He + Ar	0 - 25,0 mol-% H <sub>2</sub>	geplant
RMG PGC 9302*	He	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	zugelassen
RMG PGC 9303	He	0 - 5,0 mol-% H <sub>2</sub>	zugelassen
RMG PGC 9304	He + Ar	0 - 20,0 mol-% H <sub>2</sub>	geplant
SAM-COMplete 14K	He + Ar	0 - 25,0 mol-% H <sub>2</sub>	beantragt

\* Zugelassen für Biogas

Nach Aussagen der Hersteller ließen sich einige der bestehenden PGC's bis 5 mol% H<sub>2</sub> eichamtlich umrüsten. In einer Variante muss hierzu ein Trennsäulenmodul gegen einen anderen Säulentyp getauscht und optional ein zweites Trägergas integriert werden. In einer anderen Variante müssen

die PGC's den Einbau eines weiteren Trennsäulenmoduls und optional die Verwendung eines alternativen Trägergases erlauben. Jedoch trifft dies nur auf wenige im Einsatz befindliche Geräte zu, so dass nach Angabe der Hersteller < 10% der installierten PGC's umgerüstet werden können.



**Abbildung 3.1:** Eignung von PGC nach Analyse Fragebogen „PGC“

In der Regel ist die Umrüstung von PGC's (vorausgesetzt nach Möglichkeit) mit folgenden grundlegenden Arbeitsschritten verbunden:

- Entspannung der Messanlagen (PGC) und Demontage des Außenhülle
- Austausch eines Analysenmoduls oder Erweiterung der Analysensäule um ein weiteres Modul
- Heranführung eines zweiten Trägergases (z.B. Ar) inkl. der Peripherie (Druckreduzierung, Leitungszufuhr und Standort neue Trägergasflasche)
- Erneuerung der Analysesoftware inkl. Konfiguration des Datenspeichers
- Eichamtliche Abnahme der neuen Komponente H<sub>2</sub> als amtliche Größe
- Montage der Außenhülle und Inbetriebnahme (Drucksetzung)
- Durchführung einer Multilevel- bzw. Feldkalibrierung

Nach Aussagen der Hersteller kann entsprechend dieser Arbeitsschritte ein Arbeitsaufwand von zwei bis drei Arbeitstagen inkl. Eichung veranschlagt werden.

### 3.3 Kosten Umrüstung und Erneuerung von Prozessgaschromatografen

Die Kosten für Umrüstungsmaßnahmen bzw. Erneuerung sind nach Angaben der Hersteller in Tabelle 3.5 dargestellt. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Peripherie weiter genutzt werden kann. In den dargestellten Gesamtkosten sind Kosten für Technik und Arbeitslohn enthalten.

**Tabelle 3.4:** Kosten der Hersteller von PGC's für Umrüstung und Erneuerung

Hersteller	Kosten Umrüstung PGC	Kosten Erneuerung* PGC
A	25.000 EUR	80.000 EUR
B	55.000 EUR	80.000 EUR
C	46.000 EUR	69.000 EUR

\* Gesamtprojektierung der Gasnetzbetreiber liegt über den angegebenen Kosten

Da die Anzahl der umrüstungs-fähigen PGC's entsprechend der Hersteller in Summe unter 10 % liegt, werden im Folgenden Kosten für die Erneuerung von PGC's angesetzt. Dazu muss berücksichtigt werden, dass nach den Aussagen der Gasnetzbetreiber die Gesamtprojektierungskosten bei 110.000 EUR liegen. Demzufolge werden die Kosten ermittelt:

$$500 \text{ Stück PGC's} \quad \times \quad 110.000 \text{ EUR} \quad = \quad 55 \text{ Mio. EUR}$$

Dazu muss insbesondere berücksichtigt werden, dass im Zuge von „natürlichen“ Erneuerungsmaßnahmen im Gasnetz zukünftig vermehrt PGC's eingesetzt werden, die über eine H<sub>2</sub>-Messung verfügen. Diese „sowieso-Kosten“ sind im Rahmen einer Kostenbetrachtung nicht oder nur anteilig zu berücksichtigen.

### 3.4 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

Nach aktuellem Stand der Hersteller (Elster, RMG und Marquis) befinden sich derzeit PGC's mit einer eichamtlichen Messung von 5 mol-% H<sub>2</sub> in der Abschlussphase der PTB-Zulassung bzw. sind bereits zugelassen. Dazu befindet sich ein Gerät von RMG für H<sub>2</sub>-Konzentrationen bis 20 mol-% in technischer und genehmigungsrechtlicher Planung; ein Gerät von Elster für H<sub>2</sub>-Konzentrationen bis 25 mol-% in technischer und genehmigungsrechtlicher Planung; Marquis hat für den SAM-COMplete 14 K die Zulassung bis 25 mol-% H<sub>2</sub> beantragt. Diese drei Geräte sind mit 2 Trägergasen (He+Ar) ausgestattet.

Als Mengengerüst für eine erste quantitative Kostenabschätzung zur Realisierung einer eichamtlichen Messung (bis 5 mol-% H<sub>2</sub>) auf Transportnetzebene wurde mit Hilfe der Gasnetzbetreiber und Hersteller von PGC's eine Gesamtanzahl von 500 Stück PGC's ermittelt. In diesem Zusammenhang wurde die Möglichkeit und der Arbeitsumfang bestehende PGC's umzurüsten abgefragt. Dabei konnte ermittelt werden, dass die Anzahl der umrüstungs-fähigen PGC's in Summe etwa bei < 10 % liegt.

Demzufolge wurde entschieden, die Kosten für die Erneuerung von 500 PGC's anzusetzen. Dazu wurden in gemeinsamer Abstimmung mit der Projektbegleitgruppe und auf Basis von

Herstellerangaben die Gesamtprojektierungskosten auf 110.000 EUR pro ausgetauschten PGC festgelegt. Resultierend daraus ergeben sich theoretische Gesamtkosten von 55 Mio. EUR für eine eichamtliche Messung bis 5 mol-% H<sub>2</sub> im Erdgas. Hierzu muss berücksichtigt werden, dass im Zuge von „natürlichen“ Erneuerungsmaßnahmen im Gasnetz neue PGC's eingesetzt werden, die eine höhere H<sub>2</sub>-Toleranz (eichamtliche Messung) aufweisen. Diese Kosten sind im Rahmen der Betrachtung nicht oder nur anteilig anzurechnen.

Aus materialtechnischer Sicht sind entsprechend der Herstelleraussagen die eingesetzten Komponenten aufgrund der avisierten Konzentrationen und Drücke keine Probleme zu erwarten. Hierzu liegen teilweise Materialbeständigkeitsnachweise für H<sub>2</sub> vor. Dichtheitsprobleme sind nicht zu erwarten, da die Geräte mit He auf ihre Dichtheit geprüft werden.

### 3.5 Literatur

- [3.1] Technischen Regel Gas G 14 der Physikalisch-Technische Bundesanstalt, „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, Ausgabe 11/2007.
- [3.2] PTB-A „Messgeräte für Gas“, PTB-A 7.63, „Anforderungen an Kalibriergase für Brennwert- und Gasbeschaffenheitsmessgeräte,“ Mai 2011.

## 4 Einspeisung von Wasserstoff im Hinblick auf die Energieabrechnung

### 4.1 DVGW-Arbeitsblatt G 685 (2% Regel)

Neben der Einhaltung der G 260 bzw. G 262 ist die Gasbeschaffenheit vor allem im Hinblick auf eine korrekte Energieabrechnung relevant. Nach dem Eichgesetz ist der Brennwert beim Endkunden mit einer maximalen Unsicherheit von 2% (entspricht der Verkehrsfehlergrenze) zu bestimmen. Aus dieser Forderung wurde im DVGW-Arbeitsblatt G 685 die sogenannte „2%-Regel“ abgeleitet die besagt, dass bei der Einspeisung unterschiedlicher Gase in ein Versorgungsgebiet die über den Abrechnungszeitraum gemittelten Brennwerte der eingespeisten Gase nicht mehr als 2% vom mengengewichteten Brennwert für das Versorgungsgebiet abweichen dürfen. Bei der Einspeisung von Bioerdgas wird deshalb das Bioerdgas in der Regel durch Zumischung von Propan auf den im Netz vorherrschenden Brennwert konditioniert. Dies ist allerdings mit erheblichen Kosten sowie einer Verschlechterung der CO<sub>2</sub>-Bilanz verbunden. Bei der Einspeisung von Wasserstoff wäre eine Brennwertanpassung aus technischen und wirtschaftlichen Gründen hingegen kaum denkbar. Aus diesem Grunde sollen im Folgenden die möglichen Fälle bei der Einspeisung von Wasserstoff dargestellt werden (Abschnitt 4.2) und anschließend mögliche Lösungsansätze erörtert werden (Abschnitt 4.5).

### 4.2 Mögliche Einspeisesituationen im Hinblick auf die G 685

Um die Einhaltung der 2%-Regel nach G 685 bei der Einspeisung von Wasserstoff besser bewerten zu können, werden im Folgenden die möglichen Einspeisesituationen strukturiert dargestellt. Der Ort der Wasserstoffeinspeisung ist dabei maßgeblich für die Ausbreitung des Wasserstoffs im Erdgastransport- und Verteilsystems entscheidend. Letztendlich wird durch die Auswahl des Einspeiseortes auch die mögliche Leistung der betreffenden „Power to Gas“-Anlage bestimmt. Im Wesentlichen sind die folgenden Einspeisesituationen denkbar:

- Einspeisung direkt ins Transportnetz
- Einspeisung an der Übergabestelle Transportnetz / regionales Verteilnetz
- Einspeisung innerhalb des regionalen Verteilnetzes
- Einspeisung an der Übergabestelle regionales Verteilnetz / nachgeschaltetes Ortsnetz
- Einspeisung in ein dem regionalen Verteilnetz nachgeschaltetes Ortsnetz

Desto ausgedehnter ein regionales Verteilnetz wird, desto größer ist in der Regel auch die Zahl der notwendigen Einspeisungen aus vorgelagerten Transportnetzen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei können die Einspeisungen sowohl aus derselben Transportleitung als auch aus unterschiedlichen Transportleitungen erfolgen. In beiden Fällen kann es in Abhängigkeit des Einspeiseortes der „Power to Gas“-Anlage zu Situationen kommen, in denen Erdgas mit- und ohne H<sub>2</sub>-Anreicherung und somit mit unterschiedlichen Brennwerten in das Versorgungsgebiet eingespeist wird. Wird das Netz dabei aus verschiedenen Transportleitungen mit Erdgasen unterschiedlicher Gasqualitäten versorgt, so ist der Brennwertunterschied der Erdgase zusätzlich zu beachten. Im Folgenden wird daher zwischen einer Einseiten- und einer Mehrseiteneinspeisung unterschieden. Unter der Einseiteneinspeisung wird die Versorgung eines Netzes mit der gleicher Gasqualität verstanden, die durchaus auch über mehrere Einspeisestellen erfolgen kann. Eine



Mehrseiteneinspeisung liegt vor, sobald unterschiedliche Gasqualitäten in ein Versorgungsgebiet eingespeist werden – hier insbesondere Erdgas mit- und ohne Wasserstoff.

Aus diesen verschiedenen Einspeiseorten und Netzstrukturen lassen sich verschiedene Einspeisesituationen ableiten, die im Folgenden näher beschrieben und auf ihren Einfluss im Hinblick auf die Energieabrechnung, bewertet werden. Eine Zusammenfassung dieser Einspeisesituationen ist in Tabelle 4.1 sowie Abbildung 4.1 zu finden.

**Tabelle 4.1** Zusammenfassung der betrachteten H<sub>2</sub>-Einspeisesituationen mit einer Einschätzung in Bezug auf die Einhaltung der G 685.

Einspeiseort Struktur	Transportnetz	Übergabe Transport – regionales Verteilnetz	Regionales Verteilnetz
Einseiteneinspeisung	unkritisch	unkritisch	Einzelfallprüfung erforderlich
Mehrseiteneinspeisung	Einzelfallprüfung erforderlich	Einzelfallprüfung erforderlich	Einzelfallprüfung erforderlich

**Wasserstoffeinspeisung ins Transportnetz.** Wird der Wasserstoff direkt in die Transportleitung eingespeist, so sind automatisch alle nachgeschalteten Netze in Flussrichtung des Erdgas-Wasserstoff-Stroms betroffen. Nachgeschaltete regionale Verteilnetze mit Einseiteneinspeisung sind in diesem Fall im Hinblick auf die Einhaltung der G 685 aber als unkritisch zu bewerten, da zu jedem Zeitpunkt genau eine Gasqualität in das regionale Verteilnetz eingespeist wird. Damit werden alle Kunden, von zeitlich unterschiedlichen Abnahmeverhalten einmal abgesehen<sup>1</sup>, mit Gas der gleichen Qualität versorgt. Anders sieht es im Falle der Mehrseiteneinspeisung aus. Hier kann es vorkommen, dass ein regionales Verteilnetz aus einer Transportleitung mit Wasserstoff angereichertem Gas und zusätzlich über ein oder mehrere Transportleitungen ohne Wasserstoffeinspeisung versorgt wird. In diesem Fall kann dem Erdgas theoretisch genau so viel H<sub>2</sub> zugesetzt werden, dass grade die „2%-Regel“ eingehalten wird, ohne dass nach G 685 weitere Maßnahmen ergriffen werden müssten. Beide Einspeisesituationen sind schematisch in Abbildung 4.1 a) und b) dargestellt. Wird Perspektivisch eine H<sub>2</sub>-Konzentration im Erdgas von 10% angestrebt, so kann dieser Grenzwert im Falle der Einseiteneinspeisung ausgereizt werden ohne gegen die „2%-Regel“ und damit gegen die Regeln zur Abrechnung nach dem DVGW Arbeitsblatt G 685 zu verstoßen. Liegt dagegen eine Mehrseiteneinspeisung vor, so reduziert sich die kritische H<sub>2</sub>-Einspeiseleistung der Transportleitung in Abhängigkeit der Erdgaseinspeisemengen in das regionale Verteilnetz und den jeweils vorliegenden Erdgasqualitäten (siehe Abschnitt 4.3 b)). Im besten Fall beträgt die kritische H<sub>2</sub>-Konzentration 5,6 Vol.-% bei gleicher Erdgasqualität an den Einspeisestellen. Es wird aber gezeigt, dass schon ein Wasserstoffanteil von 3 Vol.-% im Erdgas zu einer Verletzung der „2%-Regel“ führen kann. Doch selbst wenn die H<sub>2</sub>-Konzentrationen in diesem

<sup>1</sup> Zeitlich stark unterschiedliche Verbrauchsverhalten von Industrie- und Haushaltskunden, Flussrichtungswechsel in der Transportleitung, sowie periodisch schwankende H<sub>2</sub> Konzentrationen im Erdgas (günstiger Strom nachts) können auch hier zu dauerhaften systematischen Abweichungen und damit zu Verletzungen des EichG führen.

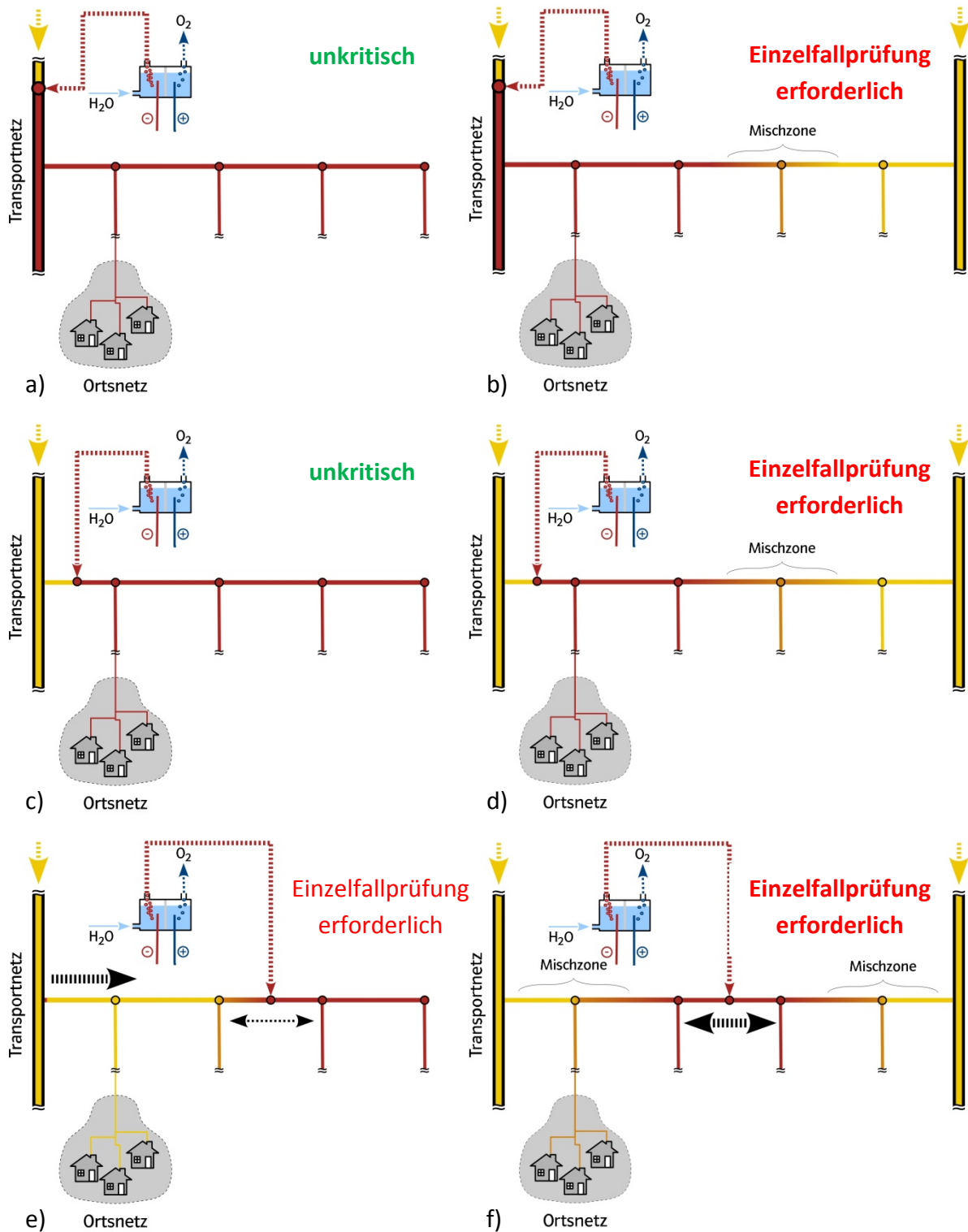
Fall gering genug sind, um nicht gegen die „2%-Regel“ zu verstoßen, kann es zu dauerhaften systematischen Abweichungen bei der Energieabrechnung kommen. Diese systematischen Abweichungen gelten als einseitige Ausnutzung von Fehlergrenzen und sind somit nicht mit dem Eichgesetz (EichG) konform. Treten sie auf, dann müssen sie bei Bekanntwerden beseitigt werden. Daher ist durch die bestehende Gefahr der Verletzung der „2%-Regel“ schon bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen und durch die möglichen systematischen Abweichungen, bei dieser Einspeisesituation immer eine Einzelfallprüfung erforderlich.

**Wasserstoffeinspeisung an der Übergabe Transportnetz / regionales Verteilnetz.** Sobald der Wasserstoff an der Übergabestelle zu einem regionalen Verteilnetz eingespeist wird und solange keine Rückverdichtung stattfindet, ist die mögliche örtliche Verteilung des Wasserstoffs, im Gegensatz zur Einspeisung ins Transportnetz, auf die jeweilige Region begrenzt. Dies bleibt, neben der durch die geringeren Erdgasdurchsätze herabgesetzten möglichen H<sub>2</sub>-Einspeiseleistung, der einzige Unterschied zur direkten Einspeisung in die Transportleitung. Im Falle der Einseiteneinspeisung kann diese Situation ebenfalls als unkritisch bewertet werden. Bei der Mehrseiteneinspeisung muss dagegen wie vorher auch immer eine Einzelfallprüfung erfolgen. Beide Ausprägungen dieser Einspeisesituation sind in Abbildung 4.1 c) und d) dargestellt.

**Wasserstoffeinspeisung ins regionale Verteilnetz.** Bei der H<sub>2</sub>-Einspeisung mitten in ein regionales Verteilnetz müssen mehrere Punkte beachtet werden. Selbst im sonst unkritischen Fall der Einseiteneinspeisung kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich je nach Fluss- und Abnahmesituation eine „Wasserstoffpendelzone“ einstellt. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 4.1 e) schematisch dargestellt. Flussabwärts der H<sub>2</sub>-Einspeisung wird ausschließlich das mit H<sub>2</sub> angereicherte und in der Nähe der Erdgaseinspeisung das H<sub>2</sub> freie Erdgas die Kunden erreichen. Zwischen diesen beiden „Zonen“ kann sich eine Mischungszone mit unbekannter Gasbeschaffenheit ausbilden. Durch die prinzipiell vorgegebene Flussrichtung wird es hier aber womöglich nur in Einzelfällen zu Problemen kommen. Somit ist diese Situation als evtl. kritisch einzustufen und daher jeweils durch eine Einzelfallprüfung zu bewerten. Anders liegt der Fall der Mehrseiteneinspeisung (schematisch dargestellt in Abbildung 4.1 f)). Hier sind die Flüsse innerhalb des Verteilnetzes nur sehr schwer vorherzusagen bzw. abzuschätzen. Simulationsrechnungen für verschiedene Netze haben gezeigt, dass die Flüsse – in Abhängigkeit von der Temperatur und der Netzfahrweise - einer sehr hohen Dynamik unterliegen. Durch die mögliche Bildung einer Pendelzone im Bereich der Wasserstoffeinspeisung besteht zudem die Gefahr, dass sich die Wasserstoffkonzentration anreichert, was schließlich dazu führen kann, dass die Einspeisung bei Erreichung des vorgegebenen Grenzwertes ganz eingestellt werden muss. Eine Einzelfallprüfung ist hier in jedem Fall erforderlich.

### **Einspeisung an der Übergabestelle regionales Verteilnetz / Ortsnetz bzw. ins Ortsnetz**

Grundsätzlich ist die Einspeisung von Wasserstoff in das Ortsnetz im Hinblick auf die Einhaltung der G 685 analog zu der zuvor beschriebenen Einspeisung in das regionale Verteilnetz zu betrachten.



**Abbildung 4.1** Schematische Darstellung der mögliche  $H_2$ -Einspeisesituationen mit kurzer Einschätzung des Konfliktpotentials für die Abrechnung nach G 685 – Einspeisung ins Transportnetz a) Einseiteneinspeisung, b) Mehrseiteneinspeisung; Einspeisung an der Übergabestelle Transportnetz / Verteilnetz c) Einseiteneinspeisung, d) Mehrseiteneinspeisung; Einspeisung ins regionale Verteilnetz e) Einseiteneinspeisung f) Mehrseiteneinspeisung;

### 4.3 Berechnungsbeispiele zur Wasserstoffeinspeisung

Um die Größenordnung der Wasserstoffeinspeiseleistung sowie eine Limitierung der H<sub>2</sub>-Konzentration aufgrund der 2%-Regel der G685 abschätzen zu können, werden im Folgenden einfache Berechnungsbeispiele aufgeführt.

#### a) Einspeiseleistungen nach Einspeiseort und Netzstruktur:

Es soll Wasserstoff in eine Transportleitung eingespeist werden; dabei wird eine H<sub>2</sub>-Konzentration im Erdgas von 10 Vol.-% angestrebt. Diese H<sub>2</sub>-Konzentration ist nach dem DVGW Arbeitsblatt G260 prinzipiell zulässig. Der Volumenstrom  $V_t$  der Transportleitung wird konstant mit 200.000 m<sup>3</sup>/h Erdgas mit einem mittleren Brennwert von 12 kWh/m<sup>3</sup> angenommen. Unter diesen Umständen ergibt sich ein H<sub>2</sub>-Einspeisevolumenstrom  $V_{H_2}$  von 22.222 m<sup>3</sup>/h, was einer H<sub>2</sub>-Einspeiseleistung  $P_{H_2}$  von 80 MW entspricht ( $H_{s,H_2} = 3,5 \text{ kWh/m}^3$ ). Der sich so ergebende Mischbrennwert  $H_{s,mix}$  beträgt dann 11,160 kWh/m<sup>3</sup>. Alle flussab liegenden Verbraucher mit Einseiteneinspeisung werden dann ausschließlich mit diesem neuen Mischbrennwert versorgt und somit entstehen hier keine Abrechnungsprobleme.

Bei Verbrauchern mit Mehrseiteneinspeisung führt die Einspeisung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> zu einer Verletzung der „2%-Regel“. Wie im Beispiel b) gezeigt wird, sind hier je nach Verhältnis der Einspeisevolumina noch etwa 3 - 5,6 Vol.-% H<sub>2</sub> möglich. Werden sonst die gleichen Randbedingungen in der Transportleitung angenommen wie im Fall der Einseiteneinspeisung, so verringert sich  $V_{H_2}$  auf 6385-11864 m<sup>3</sup>/h und damit auf eine Einspeiseleistung zwischen 22-43 MW.

In regionalen Verteilnetzen sind Erdgaseinspeisemengen bis 20.000 m<sup>3</sup>/h nicht unüblich. Wird der Wasserstoff hier an der Übergabestelle zugemischt, dann sinken unter Beachtung der kritischen Grenzen bei Mehrseiten-Einspeisung die Einspeiseleistungen auf 2,2-4,3 MW ab. Bei einer Einspeisung mitten ins regionale Verteilnetz sind nur sehr schwer Vorhersagen zu machen. Sicher ist nur, dass Sie noch geringer ausfallen werden.

#### b) Einspeisung Verteilnetze mit Mehrseiteneinspeisung – kritische H<sub>2</sub>-Konzentration:

Jetzt wird der allgemeine Fall der Mehrseiten-Einspeisung betrachtet (z. B. gemäß Abbildung 4.1 b) und c)). Hierbei wird angenommen, dass der betreffende Netzabschnitt sowohl mit reinem Erdgas als auch mit Wasserstoff angereichertem Erdgas versorgt wird.

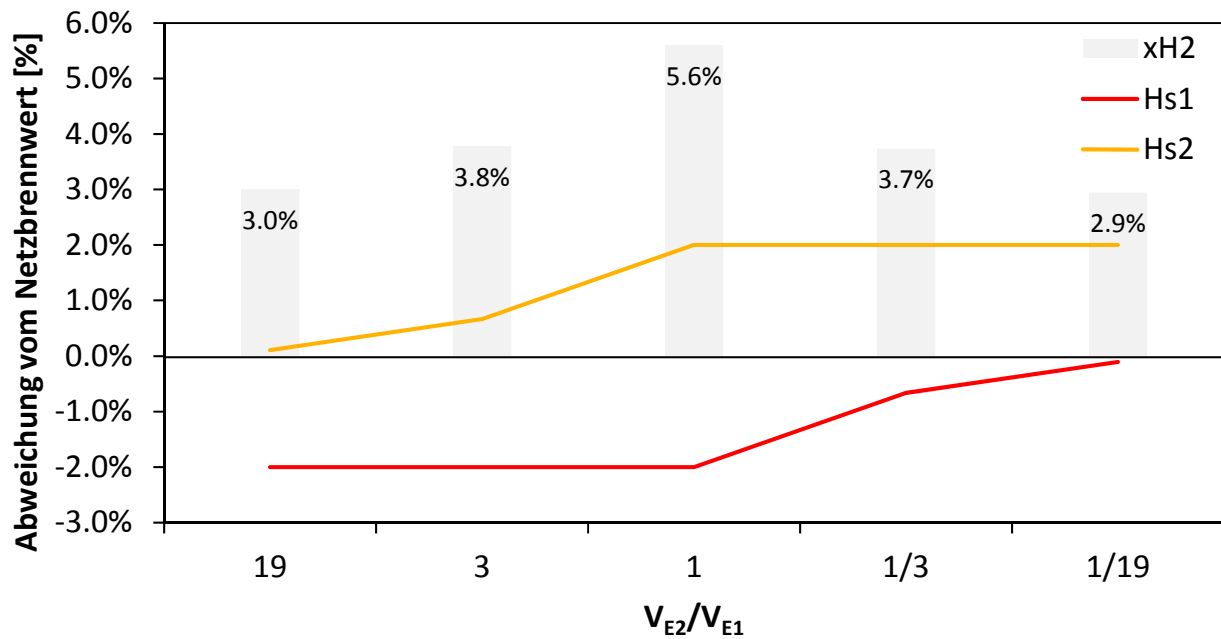
Zur Vereinfachung wird in dem folgenden Berechnungsbeispiel die gesamte Einspeisemenge mit Wasserstoff angereichertem Erdgas als  $V_{E1}$  und die reine Erdgaseinspeisung als  $V_{E2}$  zusammengefasst. Es wird eine konstante Erdgasqualität mit einem Brennwert von  $H_s$  12 kWh/m<sup>3</sup> angenommen. Die kritische Wasserstoffkonzentration  $x_{H_2,krit}$  hängt bei den so fixierten Randbedingungen nur noch von der Aufteilung der Einspeisevolumenströme auf die beiden Einspeisevolumina ab. Im ersten Schritt wird davon ausgegangen, dass genau so viel H<sub>2</sub> angereichertes Erdgas wie „reines“ Erdgas eingespeist wird,  $V_{E2}/V_{E1}$  also gleich 1 ist. Rechnerisch ergibt sich unter diesen Bedingungen eine kritische Wasserstoffkonzentration in der Transportleitung von 5,6 Vol.-%. Bei Überschreitung dieser Konzentration wird die „2 %-Regel“ für das Verteilnetz verletzt. Der Einspeisebrennwert  $H_{s,mix}$  des wasserstoffreichen Erdgases wird von 12 kWh/m<sup>3</sup> auf 11,529 kWh/m<sup>3</sup> abgesenkt. Die Einspeisebrennwerte ins Verteilnetz sind also

$H_{s,1} = 11,529 \text{ kWh/m}^3$  und  $H_{s,2} = 12,000 \text{ kWh/m}^3$ . Daraus ergibt sich für das Verteilnetz ein mengengewichteter Abrechnungsbrennwert  $H_{s,\text{eff}}$  von  $11,765 \text{ kWh/m}^3$  und damit weichen beide Einspeisebrennwerte um genau  $\pm 2 \%$  vom bestimmten Abrechnungsbrennwert ab. Wird jetzt das Einspeiseverhältnis  $V_{E2}/V_{E1}$  variiert und  $x_{H2,\text{krit}}$  wieder so bestimmt, dass die „2 %-Regel“ gerade eingehalten wird, so kann für steigende und fallende Einspeiseverhältnisse gleichermaßen eine sinkende kritische Wasserstoffkonzentration und damit sinkende  $H_2$ -Einspeiseleistung beobachtet werden. In Tabelle 4.2 sind für verschiedene Einspeiseverhältnisse die entsprechenden kritischen Wasserstoffkonzentrationen zusammengefasst und in Abbildung 4.2 aufgetragen.

**Tabelle 4.2** zeigt den Zusammenhang von kritischer Wasserstoffkonzentration und Einspeiseverhältnis in ein Verteilnetz mit Mehrseiteneinspeisung. Einspeisung 1 Erdgas mit  $H_2$  angereichert und Einspeisung 2 Erdgas der gleichen Qualität ohne  $H_2$ .

$V_{E2}/V_{E1}$ [m <sup>3</sup> /h]	Einspeisung 1 - Erdgas + H <sub>2</sub>			Einspeisung 2 - Erdgas		Netz
	$x_{H2}$ [Vol-%]	$H_{s,1}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]	$\Delta H_s$ [%]	$H_{s,2}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]	$\Delta H_s$ [%]	$H_{s,\text{eff}}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]
19	3.0%	11.748	-2.0%	12.000	0.1%	11.987
3	3.8%	11.682	-2.0%	12.000	0.7%	11.921
1	<b>5.6%</b>	11.529	-2.0%	12.000	2.0%	11.765
1/3	3.7%	11.686	-0.7%	12.000	2.0%	11.765
1/19	<b>2.9%</b>	11.752	-0.1%	12.000	2.0%	11.765

Wie in Abbildung 4.2 zu erkennen ist, kann der größte Wasserstoffanteil mit 5,6 Vol.-% bei einem Einspeisevolumenverhältnis von 1 erzielt werden. Desto weiter sich das Einspeiseverhältnis von 1 wegbewegt umso geringer wird  $x_{H2,\text{krit}}$ . An den Rändern sinkt es sogar bis auf 3 Vol.-%. Solche Szenarien sind für die Praxis durchaus relevant, da Verteilnetze in der Regel primär über eine Haupteinspeisung versorgt werden und nur zum Ausgleich der Spitzenlast eine zweite Einspeisung zugeschaltet wird (siehe auch Kapitel 6). Daher ist die kritische Wasserstoffkonzentration im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung in der Regel eher bei 3 Vol.-% angesiedelt.



**Abbildung 4.2** Aufgetragen ist die Abweichung der Einspeisebrennwerte  $H_{s,1}$  und  $H_{s,2}$  vom Netzbrennwert nach G 685 in Abhängigkeit vom Einspeiseverhältnis  $V_{E2}/V_{E1}$ . Zusätzlich ist die Wasserstoffkonzentration  $x_{H2}$  des Einspeisevolumenstroms  $V_{E1}$  aufgetragen. Diese wurde immer so angepasst, dass gerade die „2% Regel“ eingehalten wird. (siehe auch Tabelle 4.2)

#### 4.4 Maßnahmen zur Einhaltung der G685

Wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, kann es in Abhängigkeit von der Einspeisesituation bereits ab einer Konzentration von 3 Vol.-% Wasserstoff zu einer Verletzung der „2% Regel“ kommen. Hinzu kommt, dass es im Falle einer Wasserstoffzumischung zu systematischen Abweichungen kommen kann, die im Sinne des Eichgesetzes grundsätzlich zu vermeiden sind. Die technischen Maßnahmen, die ergriffen werden können, um konform zu G 685 abrechnen zu können, unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Verfahren, die heute bereits im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung verschiedener Erdgasqualitäten/Bioerdgase angewendet werden.

Im Folgenden sind die technischen Alternativen kurz aufgelistet:

##### a) Messung des Brennwertes

Grundsätzlich kann im Falle einer Mehrseiten-Einspeisung der Brennwert an allen Auspeisestellen (z. B. des regionalen Verteilnetzes), an denen unterschiedliche Gasqualitäten erwartet werden, gemessen werden. Aufgrund der Vielzahl von Auspeisestellen ist dies allerdings mit enormen Investitions- und Betriebskosten verbunden.

##### b) Konditionierung

Der Brennwert kann über Zumischung von Luft- oder Flüssiggas angepasst werden, so wie es heute bereits bei der Einspeisung von Bioerdgas praktiziert wird. Bei der Einspeisung in L-Gas Netze wird der Brennwert des Bioerdgases durch Zumischung von Luft abgesenkt; bei der Einspeisung in H-Gas Netzes durch Zumischung von LPG erhöht.

### c) Brennwertzuordnung auf Basis einer Mengenbilanzierung (statisches Verfahren)

In der G 685 werden bereits Brennwertzuordnungsverfahren beschrieben. Dabei können Ausspeisestellen, die eindeutig einer Einspeisestelle zuzuordnen sind, mit den Brennwerten dieser abgerechnet werden. Für die entstehenden Mischungszonen ist wiederum eine Mengengewichtung vorzunehmen. Für örtliche Festlegung der Mischzonen erfolgt dabei auf Basis einer Mengenbilanzierung statisch für den gesamten Abrechnungszeitraum. Hier ist es aber in i.d.R. problematisch, dass die Ausspeisemengen in regionalen Verteilnetzen meist gar nicht oder nur ungenügend genau bekannt sind. Selbst wenn eine Zuordnung über solch eine Mengebilanzierung gefunden werden kann, stellt sich die Frage, inwiefern diese jeweils für eine ganze Abrechnungszeitspanne (z.B. 1 Jahr) Gültigkeit hat, oder ob eine neue Zuordnung sogar mehrmals pro Jahr bzw. monatlich erfolgen muss. Wie Simulationsrechnungen zeigen (siehe z.B. Kapitel 6 oder [4.5], [4.6]), ändert sich die Flusssituation in regionalen Verteilnetzen teilweise sehr dynamisch. Je nach Komplexität des vorliegenden Netzes kann der zu betreibende Aufwand für die Sicherstellung einer korrekten Abrechnung daher sehr stark ansteigen. Spätestens wenn eine monatliche, detaillierte Auswertung von Standardlastprofilen und sonstigen Betriebsdaten mit einbezogen werden muss wird klar, dass effizientere, automatisierte Methoden benötigt werden.

### d) Brennwertzuordnung auf Basis einer rechnerischen Verfolgung der Gasqualität (dynamisches Verfahren/)

Eine Brennwertzuordnung auf Basis einer rechnerischen Verfolgung der Gasqualität – kurz Brennwertverfolgungsverfahren – sind für viele Netze eine geeignete und wirtschaftliche Lösung zur Bereitstellung von Abrechnungsbrennwerten und werden im Zusammenhang mit der Einspeisung von Biogas bereits erprobt ([4.5] [4.6]). Sie sind von den herkömmlichen Brennwertrekonstruktionssystemen der Gastransportnetze durch ihren möglichen Einsatz in Netzen mit unzureichender Messinfrastruktur an den Ausspeisestellen zu unterscheiden. Beide Verfahren werden in Kapitel 5 und 6 näher erläutert.

## 4.5 Schlussfolgerung

Wie die Ausführungen dieses Kapitels zeigen, können durch die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz verschiedene Probleme bei der Gasabrechnung auftreten. Ein wesentliches Problem ist hier die Konformität der Abrechnung mit den Regeln der G 685. Es wird gezeigt, dass die Einhaltung der „2%-Regel“ generell von der H<sub>2</sub>-Konzentration, dem Einspeiseort und der Netzstruktur abhängt. Eine weitere wichtige Erkenntnis ist, dass die Wasserstoffeinspeisung in vielen Fällen trotz Einhaltung der „2%-Regel“ zu systematischen Abweichungen bei der Abrechnung führt. Somit können die folgenden Punkte zusammengefasst werden:

- Netze mit **Einseiteneinspeisung** sind als **unkritisch** zu bewerten, solange der Wasserstoff direkt in die Transportleitung oder an der Übergabestelle des regionalen Transportnetzes eingespeist wird. Eine Einspeisung von H<sub>2</sub> mitten in ein solches Netz muss zumindest als evtl. kritisch angesehen werden, da ein zeitweiliger Rückfluss des H<sub>2</sub> angereicherten Gases nicht ausgeschlossen werden kann. Eine Einzelfallprüfung ist somit erforderlich.
- Netze mit **Mehrseiteneinspeisung** müssen unabhängig vom Einspeiseort immer einer Einzelfallprüfung unterzogen werden. In Abhängigkeit der Einspeisemengen ist eine Verletzung der „2%-Regel“ schon ab einer H<sub>2</sub>-Konzentration von 3 Vol.-% möglich (siehe

Abschnitt 4.3). Außerdem kommt es hier, selbst bei Einhaltung der „2%-Regel“, bei Anwendung des Mittelwertverfahrens zur systematischen Begünstigung der Gaskunden, die überwiegend bzw. ausschließlich mit H<sub>2</sub> freiem Erdgas versorgt werden. Kunden, die das H<sub>2</sub> „reiche“ Erdgas erhalten, werden dagegen systematisch benachteiligt. Es liegt in diesem Fall eine systematische Ausnutzung von Fehlergrenzen vor.

- Da das Mittelwertverfahren nach G 685 ein Ersatzverfahren darstellt, kann angenommen werden, dass hierfür die gleichen Anforderungen wie an eine Messung gestellt werden. So gilt nach der RICHTLINIE 2004/22/EG [4.3] mit der RICHTLINIE 2009/137/EG [4.3] „Der Zähler darf weder die Fehlergrenzen ausnutzen noch eine der beteiligten Parteien systematisch begünstigen“. Damit wären auftretende systematische Abweichungen bei der Brennwertbestimmung durch geeignete Alternativverfahren zu beheben.
- Um bei Verletzung der „2%-Regel“ oder dem Auftreten von systematischen Abweichungen trotzdem eine zu G 685 und eichordnungskonforme Abrechnung zu gewährleisten, können grundsätzlich die gleichen Maßnahmen ergriffen werden, die heute schon bei Mehrseiten-Einspeisung verschiedener Erdgasqualitäten/Bioerdgase angewendet werden.

#### 4.6 Literatur

- [4.1] *DVGW Arbeitsblatt G 685 Gasabrechnung. Technische Regel, DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, November 2008.*
- [4.2] *DVGW Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit. Technische Regel, DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, März 2013.*
- [4.3] *RICHTLINIE 2004/22/EG über Messgeräte 30.03.2004.*
- [4.4] *RICHTLINIE 2009/137/EG zur Änderung der Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Messgeräte hinsichtlich der Ausnutzung der in den gerätespezifischen Anhängen MI-001 bis MI-005 festgelegten höchstzulässigen Messabweichungen 11.11.2009.*
- [4.5] *Schley, P.; Schenk, J.; und Hielscher, A.: Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 1: Entwicklung und Validierung des Verfahrens. gwf-Gas/Erdgas, 152 (2011), S. 552-556.*
- [4.6] *Schenk, J.; Schley, P.; Hielscher, A.; Fernandez, C. und Mäurer, S.: Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 2: Auswertung Feldversuch und Implementierung. gwf-Gas/Erdgas, 153 (2011), S. 676-683.*



## 5 Brennwertrekonstruktionssysteme

### 5.1 Brennwertrekonstruktionssysteme für Transportnetze

Brennwertrekonstruktionssysteme haben sich auf der Transportnetzebene seit vielen Jahren bewährt und sind heute Stand der Technik ([5.1], [5.2]). Mit ihrer Hilfe kann in Gasnetzen mit unterschiedlichen Einspeisebrennwerten der Ausspeisebrennwert dynamisch berechnet werden. Dabei wird aus den gemessenen Einspeisewerten (Brennwert und Durchfluss) sowie den Messwerten der Ausspeisestellen (Durchfluss) und weiteren Hilfsgrößen (z.B. Netzdrücke) der Gasfluss an beliebigen Stellen im Netz nachträglich rekonstruiert und daraus der Brennwert an den Ausspeisestellen zeit- und ortsbezogen berechnet. Bei Rekonstruktionssystemen sind Referenzmessungen zur Kontrolle des Systems durchzuführen, deren Ergebnisse nicht in die Rekonstruktion einfließen dürfen. Die Referenzmessgeräte - in der Regel Prozessgaschromatografen - müssen geeicht sein. Werden die mit dem Rekonstruktionssystem ermittelten Gasbeschaffenheitskennwerte zu Abrechnungszwecken eingesetzt, muss das System durch die PTB zugelassen und von einer Eichbehörde geeicht werden. Die Anforderungen an Rekonstruktionssysteme werden in der PTB Anforderung 7.64 sowie in den PTB-Prüfregeln Band 28 beschrieben.

In der Regel werden mit Rekonstruktionssystemen neben dem Brennwert auch die Normdichte und der CO<sub>2</sub>-Anteil bestimmt, die im Rahmen der Volumenumwertung für die Bestimmung der K-Zahl nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 486 benötigt werden. Das Rekonstruktionssystem der Open Grid Europe ist zusätzlich in der Lage, die Gaszusammensetzung bestehend aus 11 Komponenten zu verfolgen, jedoch ist Wasserstoff hier nicht enthalten. Nach dem Eichgesetz ist die Brennwertmessung ab einer Konzentration von 0,2 mol-% Wasserstoff mit Messgeräten durchzuführen, die den Wasserstoffanteil berücksichtigen. In Bezug auf die Brennwertrekonstruktionssysteme lässt sich hieraus die Forderung ableiten, dass der Wasserstoff ab einer Konzentration von 0,2 mol-% bei der Brennwertverfolgung berücksichtigt werden muss. Da der Wasserstoff zusätzlich einen Einfluss auf die für die Volumenumwertung benötigte K-Zahl hat (s. Kapitel 7), wird es in der Regel erforderlich sein, den H<sub>2</sub>-Anteil als separate Komponente zu verfolgen – in gleicher Weise, wie es heute für den CO<sub>2</sub>-Anteil schon praktiziert wird.

Eine Eigenschaft der Transportnetzsysteme ist es, dass durch die geänderten Ein- und Ausspeiseanforderungen der Fluss innerhalb des Transportnetzes nur bedingt planbar und vorhersehbar ist. Dies kann insbesondere bei vermaschten Netzen dazu führen, dass die Verbreitung von eingespeistem Wasserstoff nicht lokal begrenzt werden kann, sondern dass je nach Einspeise- und Flusssituation von einer Verteilung im gesamten Netz ausgegangen werden muss. Folglich kann auch eine Anpassung des Großteils der Gasbeschaffenheitsmessungen und der Mengenumwerter notwendig sein, was eine erhebliche Vorlaufzeit von bis zu 3 Jahren für betroffene Transportnetzbetreiber erfordern kann.

### 5.2 Auswertung Fragebogen Transportnetzbetreiber (TSO<sup>2</sup>)

Im Rahmen des Projektes wurde ein Fragebogen an alle wesentlichen Transportnetzbetreiber in Deutschland versandt. Durch die Auswertung des Fragebogens soll eine Bestandsaufnahme

---

<sup>2</sup> TSO: Transmission System Operator

gemacht werden, um dann die Maßnahmen zu skizzieren, die für eine Ertüchtigung der bestehenden Rekonstruktionssysteme für Wasserstoff erforderlich sind.

Die zu beantwortenden Fragen sind in 4 Kategorien unterteilt:

- a) Allgemeine Angaben zum Netz**
- b) Prozessgaschromatografen**
- c) Zustandsmengenumwerter**
- d) Software Brennwertrekonstruktionssystem**

Der Fragebogen wurde von den folgenden 8 Transportnetzbetreibern beantwortet: Avacon AG, Gascade, Gasunie, Gastransport Nord, Gas-Union-Transport, ONTRAS, Open Grid Europe und terranets<sup>3</sup>.

Die vollständigen Ergebnisse des Fragebogens sind in anonymisierter Form in Anhang 5.1 dargestellt. Im Folgenden werden die wesentlichen Aussagen zusammengefasst:

#### **a) Allgemeine Angaben zum Netz**

Es zeigt sich, dass heute auf etwa 80% des Transportnetzes zugelassene Brennwertrekonstruktionssysteme eingesetzt werden; bezogen auf die Leitungslänge sind es 23.800 km von 28.900 km. Hierbei ist noch zu berücksichtigen, dass einige Transportnetzbetreiber bisher einzelne Netzsegmente nicht zugelassen haben, jedoch eine Erweiterung für das Gesamtnetz anstreben. Insofern kann man davon ausgehen, dass das Transportnetz in Deutschland in einigen Jahren praktisch vollständig durch Rekonstruktionssysteme abgedeckt sein wird.

In Summe beinhalten die Rekonstruktionssysteme etwa 150 Einspeise- und 2000 Ausspeisestellen.

#### **b) Prozessgaschromatografen**

Wie in Abschnitt 5.1 erläutert, muss für den Betrieb eines Rekonstruktionssystems der Brennwert an allen Einspeisestellen, sowie an ausgewählten Referenzmessstellen geeicht gemessen werden. Hierfür werden i. d. R. Prozessgaschromatografen (PGC) eingesetzt. Für die bestehenden Rekonstruktionssysteme in Deutschland befinden sich 275 PGCs im Einsatz. Im Falle einer Einspeisung von Wasserstoff müsste der größte Teil dieser PGCs für die Messung von Wasserstoff durch neue Geräte ersetzt werden.

Des Weiteren gibt es ca. 200 PGCs an Netzkopplungspunkten (NKP) und Netzanschlusspunkten (NAP), die ggf. ebenfalls ersetzt werden müssten. Über weitere PGCs in den nachfolgenden Verteilnetzen liegen keine zuverlässigen Informationen vor. Schätzungsweise werden es aber nicht mehr als 100 Geräte sein.

---

<sup>3</sup> Von dem Netzbetreiber Thyssengas lag bis dato noch keine Antwort vor. Evtl. sind auch weitere kleinere Transportnetzbetreiber nicht berücksichtigt worden. Insofern erhebt die Auswertung keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

### c) Zustandsmengenumwerter

Neben der Verfolgung des Brennwertes, stellen Rekonstruktionssysteme zusätzlich für die Volumenumwertung benötigte Information über die Gasbeschaffenheit bereit. Im Falle der SGERG-Gleichung sind es die Größen Brennwert, Normdichte und CO<sub>2</sub>-Anteil (s. Abschnitt 7.1). Im Falle der AGA8-Gleichung wird die vollständige Gaszusammensetzung benötigt. Bei beiden Berechnungsverfahren ist auch die Wasserstoffkonzentration eine Eingangsgröße in die Volumenumwertung. Bei reinem Erdgas wird diese jedoch auf 0% gesetzt.

Die Auswertung des Fragebogens zeigt, dass ca. 3300 Zustandsmengenumwerter mit variabler K-Zahl (Typ ZMUIII) arbeiten, d. h. hier wird die K-Zahl im Umwerter über eine der o. g. Zustandsgleichungen berechnet. Mehr als 90% Prozent der Umwerter nutzen dabei das SGERG-Verfahren, die übrigen arbeiten nach dem AGA8-Verfahren. Die Eingabe des Wasserstoffgehalts zur Berechnung der K-Zahl ist bei praktisch allen Mengenumwertern möglich; derzeit ist hier der Wert 0% programmiert. Bei einer Einspeisung von Wasserstoff müssten alle betroffenen Zustandsmengenumwerter durch Eingabe des entsprechenden Wasserstoffanteils angepasst werden. Bei den meisten Geräten ist eine Eingabe über Datenfernübertragung möglich, bei einigen Geräten wird eine Parametrierung vor Ort notwendig sein.

Eine detaillierte Untersuchung über den Einfluss von Wasserstoff auf die Bestimmung der K-Zahl erfolgt in Kapitel 7.

### d) Software Brennwertrekonstruktionssystem

Die Auswertung zeigt, dass sich die heute eingesetzten Rekonstruktionssysteme in der Regel auf die Verfolgung der Größen Brennwert, Normdichte und CO<sub>2</sub>-Anteil beschränken. Eine Erweiterung der Systeme für die Verfolgung der Komponente Wasserstoff wäre in allen Fällen erforderlich. Die ONTRAS hat als erster Netzbetreiber in Deutschland bereits eine Zulassung für die Verfolgung von Wasserstoff beantragt.

Nach Einschätzung der Netzbetreiber lassen sich die bestehenden Softwaresysteme entweder über Parametrierung oder über eine Softwareerweiterung für die Verfolgung von Wasserstoff ertüchtigen. Der Aufwand für die Softwareanpassung, der nur von einigen Netzbetreibern beziffert wurde, lässt sich mit etwa 50-100 t€ pro TSO abschätzen.

## 5.3 Schlussfolgerungen

Für die Einspeisung von Wasserstoff ergeben sich in Bezug auf Brennwertrekonstruktionssysteme folgende Anforderungen:

- Ab einer Konzentration von 0,2 mol-% sind die Gasbeschaffenheitskennwerte an den betreffenden Einspeise- und Referenzmessstellen mit für Wasserstoff zugelassenen Geräten geeicht zu messen. Im Falle einer flächendeckenden Einspeisung von Wasserstoff in den Transportnetzen, wären etwa 275 Prozessgaschromatografen betroffen. Hinzu kommen etwa 200 weitere Prozessgaschromatografen an Netzkopplungspunkten (NKP) und Netzanschlusspunkten (NKA). Der Großteil dieser PGCs müsste ausgetauscht werden.
- Zur korrekten Mengenumwertung muss der Parameter Wasserstoffkonzentration in betroffenen Mengenumwertern angepasst werden. Diese Anpassung ist bei den meisten

Geräten per Datenfernübertragung möglich. Bei einer flächendeckenden Einspeisung von Wasserstoff wären etwa 3300 Zustandsmengenumwerter betroffen.

- Im Hinblick auf die Bereitstellung der Gasbeschaffenheitskennwerte für die Volumenumwertung/K-Zahl Bestimmung, müssen die Rekonstruktionssysteme um den Parameter „Wasserstoff“ erweitert werden. Die Anpassung der entsprechenden Softwaresysteme lässt sich mit vertretbarem Aufwand ermöglichen. Eine solche Erweiterung ist von der PTB und der Eichbehörde zu genehmigen.
- Durch die Vielfalt an Flussituationen in Transportnetzen kann die Ausbreitung von Wasserstoff i.d.R. nicht lokal begrenzt werden, so dass bereits bei einer Einspeisung die vollständige Anpassung großer Netze erforderlich sein kann. Für betroffene Netzbetreiber kann hierfür ein zeitlicher Vorlauf von 3 Jahren erforderlich sein.

#### 5.4 Literatur

- [5.1] Herr, E.; Scheibe, D. und Schröder, P.; Voss, K.F.; Weimann, A.: *Rechnergestützte Zuordnung von an den Einspeisepunkten eines Ferngasnetzes vorgenommenen Brennwertmessungen zu den an Übergabestationen entnommenen Gasmengen. gwf-Gas/Erdgas, 124 (1983), S. 157-164.*
- [5.2] Altfeld, K; Bödeker, J.; Frieling, H.; Schley, P. and Uhrig, M.: *Modelling of Gas Flow in Pipelines Tracking Gas Quality. Proceedings of the International Gas Research Conference, Paris, France, October 8-10 (2008).*

## **6 Brennwertverfolgung in Verteilnetzen**

### **6.1 Stand der Entwicklung**

Wie in Kapitel 5 beschrieben, haben sich auf der Transportnetzebene rechnerische Verfahren zur Verfolgung des Brennwertes sowie weiterer Gasbeschaffenheitskennwerte etabliert. Nach Erweiterung dieser Brennwertrekonstruktionssysteme durch zuvor beschriebene Maßnahmen kann bei der Einspeisung einer „Power to Gas“ Anlage der Wasserstoffanteil als zusätzliche Komponente verfolgt und so der Brennwert an allen Ausspeisestellen des Netzes geeicht bestimmt werden. In Bezug auf die max. mögliche H<sub>2</sub>-Konzentration ergeben sich somit aus Sicht der Abrechnung - über die sonstigen Beschränkungen nach G 260 etc. hinaus - keine weiteren Einschränkungen. Der Netzbetreiber kann somit bei Anbindung neuer H<sub>2</sub>-Einspeiseanlagen sehr flexibel reagieren.

Für Verteilnetze konnte eine rechnerische Verfolgung des Brennwertes in der Vergangenheit nicht mit einer für die Gasabrechnung ausreichenden Genauigkeit realisiert werden. Problematisch ist dabei, dass insbesondere an den Ausspeisestellen häufig unzureichende Messwerte der Volumenströme vorliegen. Seit einigen Jahren werden verschiedene Lösungsansätze verfolgt, um auch in Verteilnetzen mit unvollständiger Messinfrastruktur eine Brennwertverfolgung mit der notwendigen Genauigkeit zu realisieren.

Im Rahmen des vom DVGW geförderten Metrogasprojektes wird das von der TU Clausthal entwickelte Verfahren des „Knotenlastbeobachters“ weiterentwickelt. Bei diesem Ansatz werden die nicht gemessenen abgehenden bzw. zufließenden Volumenströme mit Hilfe eines Messgrößenbeobachters – dem sogenannten „Knotenlastbeobachter“ – auf Basis von Druckmessungen nachgebildet [6.1]. Die zugrunde liegende Theorie kommt aus der Regelungstechnik und dient in dieser Anwendung im Bereich Gasverteilstetze dazu, nicht bekannte Systemgrößen zu schätzen.

Von E.ON New Build & Technology wurde in den letzten Jahren das sogenannte SmartSim-Verfahren entwickelt. Bei diesem Ansatz werden die nicht gemessenen Volumenströme an den Ausspeisestellen auf Basis von Standardlastprofilen, ausgehend von den kundenspezifischen Verbrauchsdaten eines zurückliegenden Abrechnungszeitraums und der aktuellen Umgebungstemperatur, bestimmt. Eine ausführliche Beschreibung des Verfahrens ist in [6.2; 6.3] gegeben. Das Verfahren wurde ausführliche in einem Netz der Avacon getestet. Eine Genehmigung für den Einsatz zur Abrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 wurde 2012 durch das Eichamt Niedersachsen erteilt. Weitere Implementierungen bei verschiedenen Netzbetreibern sind derzeit in Vorbereitung.

### **6.2 Simulation einer Wasserstoffeinspeisung an einem ausgewählten Verteilnetz**

In Kapitel 4 werden die verschiedenen Möglichkeiten einer Wasserstoffeinspeisung in Transport- oder Verteilnetze dargestellt und diskutiert. Zur Verdeutlichung der sich ergebenden Problemstellung und zur quantitativen Beurteilung dieser wird im Folgenden die Einspeisung von Wasserstoff exemplarisch für ein regionales Gasverteilstetz simuliert. Betrachtet wird hierzu das Netz „Röbel“ der E.dis. Die Simulationsrechnungen sind mit dem von E.ON entwickelten SmartSim-Verfahren durchgeführt.

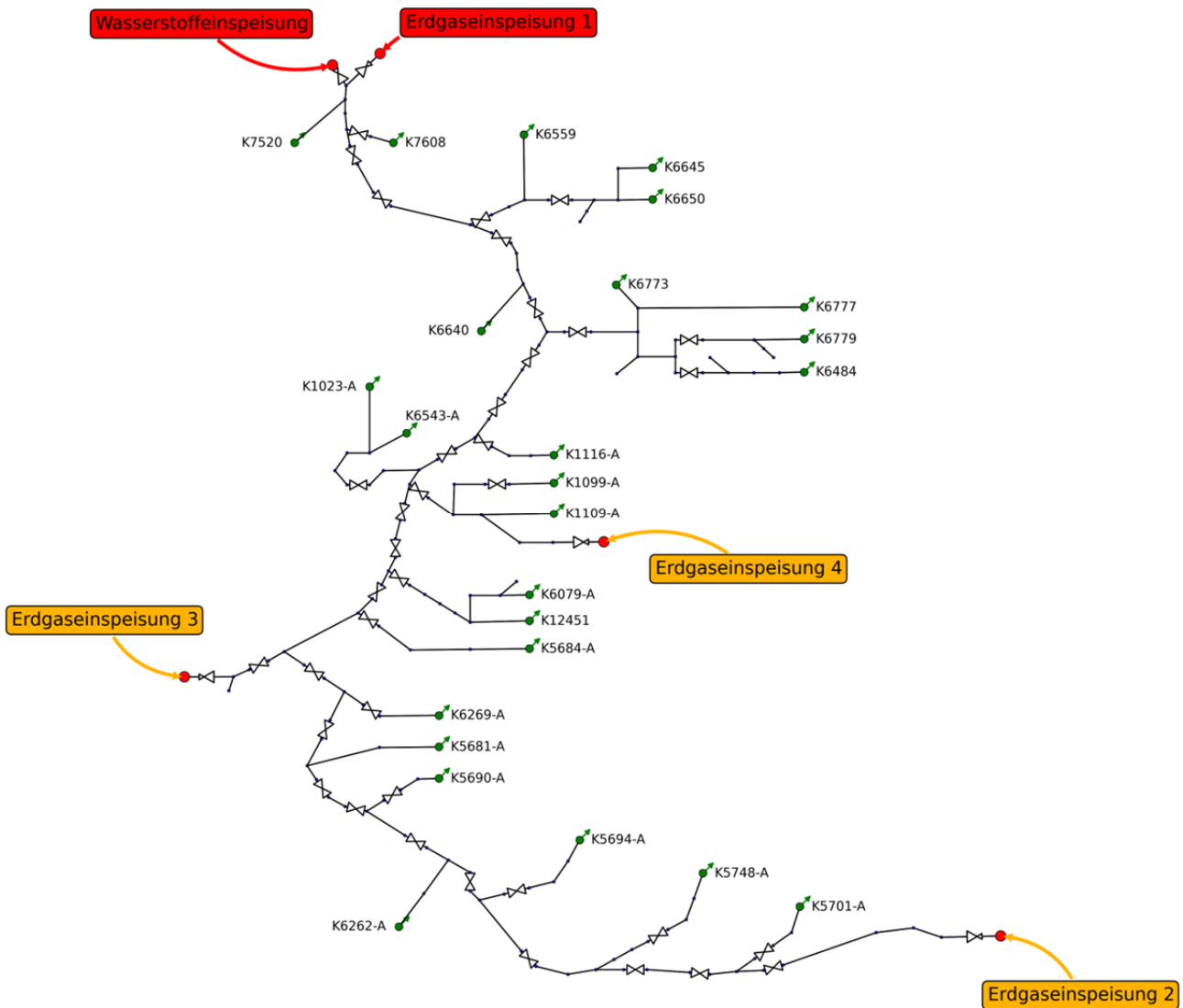
Das Verteilnetz „Röbel“ der E.dis verfügt über 4 Erdgaseinspeisungen und ist damit eine echte Mehrseiteneinspeisung. Der simulierte PN 25 Netzabschnitt hat eine Leitungslänge von etwa 135 km und weist 25 Netzkopplungspunkte zu nachgeschalteten Netzabschnitten geringerer Druckstufen auf. Da im Netz keine Wasserstoffeinspeisung vorhanden ist, wird diese fiktiv, unter Einhaltung der Energiebilanz des Netzes, an der Einspeisestelle mit der größten Einspeiseleistung angenommen. In Abbildung 6.1 ist die Netztopologie schematisch dargestellt. An der nördlichsten Stelle befindet sich die Erdgas- und Wasserstoffeinspeisung (rot dargestellt). Die anderen drei Erdgaseinspeisungen, 2 bis 4, sind gelb markiert weiter südlich zu finden. Die grünen Punkte (Knoten) repräsentieren die Netzkopplungspunkte zu den nachgelagerten Orts- und Verteilnetzen sowie Großkunden.

Mit der hier gewählten H<sub>2</sub>-Einspeisestelle, ergibt sich der in Kapitel 4 vorgestellte Fall der Wasserstoffeinspeisung an der „Übergabestelle Transportnetz zu Verteilnetz mit Mehrseiteneinspeisung“. Wie dort aufgezeigt wird, entsteht hier eine kritische Einspeisesituation im Hinblick auf die Einhaltung der G 685 (Verletzung der „2%-Regel“) und durch die auftretenden systematischen Abweichungen bei der Energieabrechnung nach dem Mittelwertverfahren.

Für die exemplarische Berechnung wird der Wasserstoff mit einem konstanten Volumenanteil von 5 Vol.-% dem Erdgas an der Einspeisestelle 1 zugegeben. Dies entspricht für das betrachtete Jahr einer durchschnittlichen Wasserstoffeinspeisung von etwa 300 m<sup>3</sup>/h. Damit die Effekte des Wasserstoffs auf die Brennwertverteilung im Netz nicht in den Schwankungen der realen Erdgasqualitäten untergehen oder von diesen verstärkt werden, ist der stündliche Brennwert aller Erdgaseinspeisung gleichgesetzt. Der Brennwert ist damit nur noch eine Funktion der Zeit aber nicht mehr abhängig von der Einspeisestelle. Die restlichen Größen entsprechen den realen Bedingungen im Netz. Simuliert wird über den gesamten Zeitraum des Jahres 2012. Die Randbedingungen der Simulation und H<sub>2</sub>-Einspeisung sind noch einmal in Tabelle 6.1 zusammenfassend dargestellt.

**Tabelle 6.1** Randbedingungen der Simulation und der fiktiven H<sub>2</sub>-Einspeisung im Netz „Röbel“.

H <sub>2</sub> -Einspeiseort	Beimischung zu Erdgaseinspeisung 1
H <sub>2</sub> -Brennwert	3,5 kWh/m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> -Anteil am Gesamtvolumen ( $V_{H_2} + V_{E1}$ )	5 Vol.-%
Ø H <sub>2</sub> -Einspeisemenge\leistung	300 m <sup>3</sup> /h $\hat{=}$ 1,05 MW <sub>H<sub>2</sub></sub>
Brennwerte Erdgaseinspeisung 1 - 4	$H_{s,E1}(t) = H_{s,E2}(t) = H_{s,E3}(t) = H_{s,E4}(t)$
Einspeisemengen und Verbräuche	Reale Werte des betrachteten Jahrs



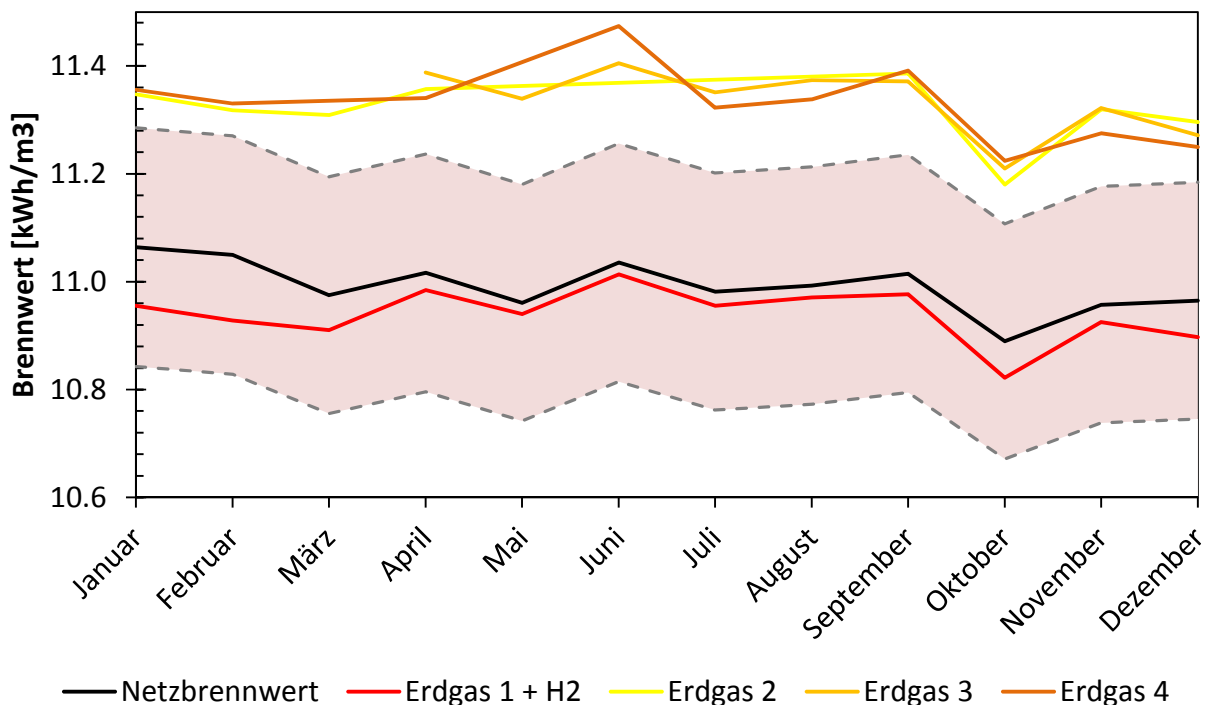
**Abbildung 6.1** Schematische Darstellung des simulierten PN 25 Netzabschnittes des regionalen Verteilnetzes „Röbel“ der E.dis. Der Wasserstoff (■) wird fiktiv der Erdgaseinspeisung 1 im Norden zugemischt. Die reinen Erdgaseinspeisungen sind gelb markiert (■). Ausspeisepunkte und Übergabestationen sind als grüne Punkte (●) dargestellt.

Zusätzlich zur Simulation wird der Abrechnungsbrennwert für das gesamte Netz, für jeden Monat im Simulationszeitraum, nach dem Mittelwertverfahren der G 685 bestimmt und die Einhaltung der „2%-Regel“ überprüft. Es zeigt sich, dass die fiktive Zumischung von 5 Vol.-%  $H_2$  zur Erdgaseinspeisung 1 bei den im Netz „Röbel“ gegebenen Einspeisemengen und Brennwerten zu einer dauerhaften Verletzung der „2%-Regel“ führt. In Tabelle 6.2 sind diese monatlichen Abrechnungsbrennwerte zusammen mit den mengengewichteten Einspeisebrennwerten aufgeführt und zur Übersicht in Abbildung 6.2 grafisch dargestellt. Es sind deutlich die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Effekte, bei stark unterschiedlichen Einspeisemengen, zu erkennen. Dadurch, dass die hauptsächliche Versorgung des Netzes über die Erdgaseinspeisung 1 erfolgt, beeinflusst sie auch entscheidend den Netzbrennwert. D.h. der mengengewichtete Brennwert der Einspeisung 1 +  $H_2$  liegt sehr nahe am mengengewichteten Brennwert des gesamten Netzes,

wogegen die Einspeisungen 2 - 4 über 2 % von diesem abweichen. Eine Abrechnung mittels Mittelwertverfahren ist unter diesen Voraussetzungen nach G 685 nicht mehr zulässig.

**Tabelle 6.2** Vergleich des Monatsbrennwerts  $H_s$ , nach G 685 des Netzes mit den mengengewichteten Einspeisebrennwerten, bei 5 Vol.-%  $H_2$ -Zumischung an der Erdgaseinspeisung 1. Zusätzlich sind die Abweichungen der Einspeisebrennwerte vom Monatsbrennwert aufgeführt.

	Netz	Erdgas 1 + H <sub>2</sub>	$\Delta H_s$	Erdgas 2	$\Delta H_s$	Erdgas 3	$\Delta H_s$	Erdgas 4	$\Delta H_s$
	kWh/m <sup>3</sup>	kWh/m <sup>3</sup>	%	kWh/m <sup>3</sup>	%	kWh/m <sup>3</sup>	%	kWh/m <sup>3</sup>	%
Januar	11.064	10.955	-1.0	11.347	2.6	-	-	11.356	2.6
Februar	11.049	10.928	-1.1	11.318	2.4	-	-	11.330	2.5
März	10.975	10.910	-0.6	11.309	3.0	-	-	-	-
April	11.016	10.984	-0.3	11.357	3.1	11.388	3.4	11.340	2.9
Mai	10.961	10.940	-0.2	-	-	11.339	3.5	-	-
Juni	11.036	11.014	-0.2	-	-	11.405	3.3	11.474	4.0
Juli	10.982	10.955	-0.2	-	-	11.351	3.4	11.322	3.1
August	10.993	10.971	-0.2	-	-	11.374	3.5	11.338	3.1
September	11.015	10.977	-0.3	11.386	3.4	11.371	3.2	11.391	3.4
Oktober	10.889	10.822	-0.6	11.180	2.7	11.210	2.9	11.224	3.1
November	10.957	10.925	-0.3	11.320	3.3	11.322	3.3	11.275	2.9
Dezember	10.965	10.897	-0.6	11.296	3.0	11.272	2.8	11.250	2.6



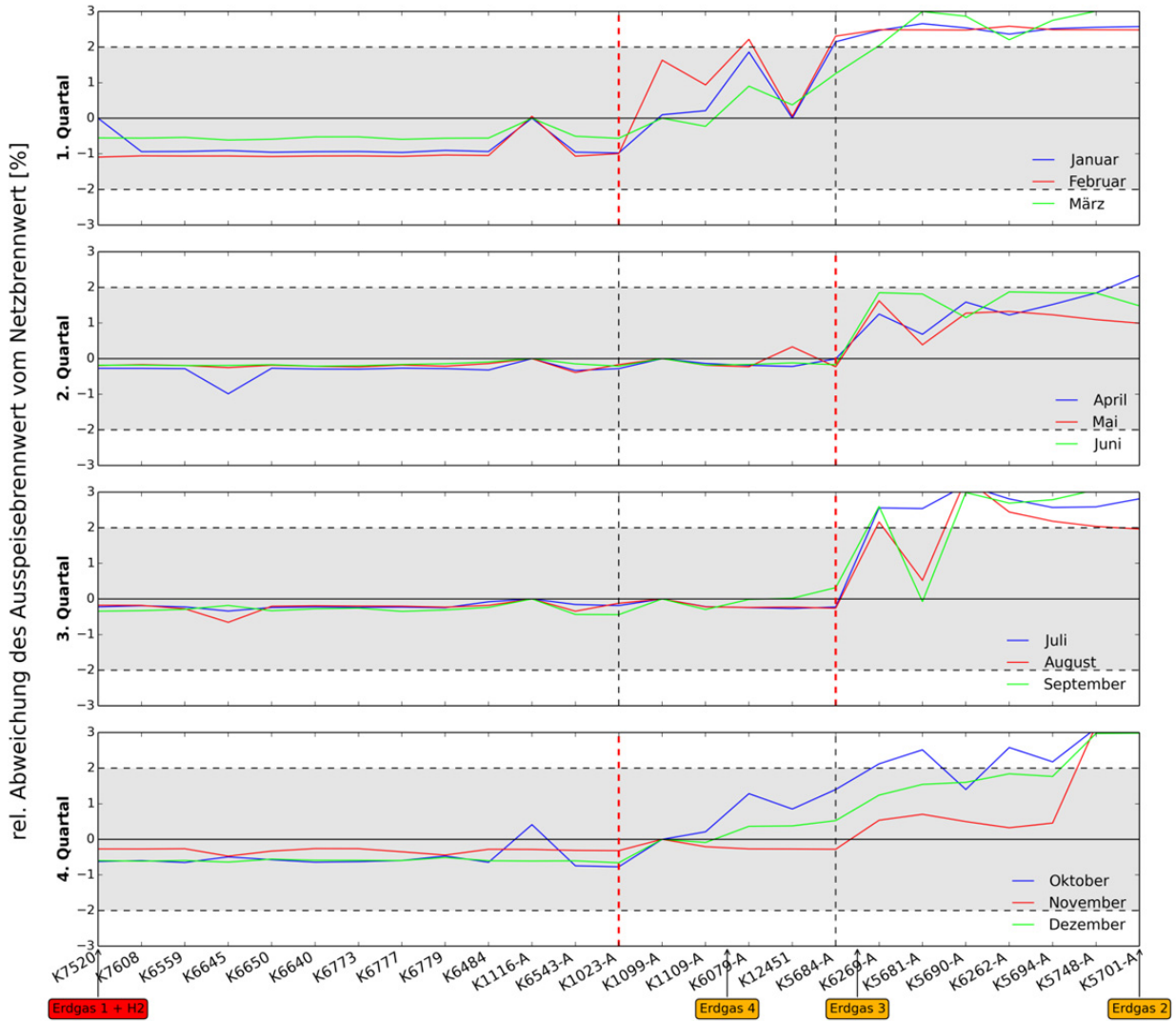
**Abbildung 6.2** Darstellung des Abrechnungsbrennwerts nach G 685 und der mengengewichteten Einspeisebrennwerte für das simulierte Jahr im Netz „Röbel“ bei fiktiver  $H_2$ -Einspeisung. Die rote Fläche kennzeichnet den  $\pm 2\%$  Bereich um den Netzbrennwert.



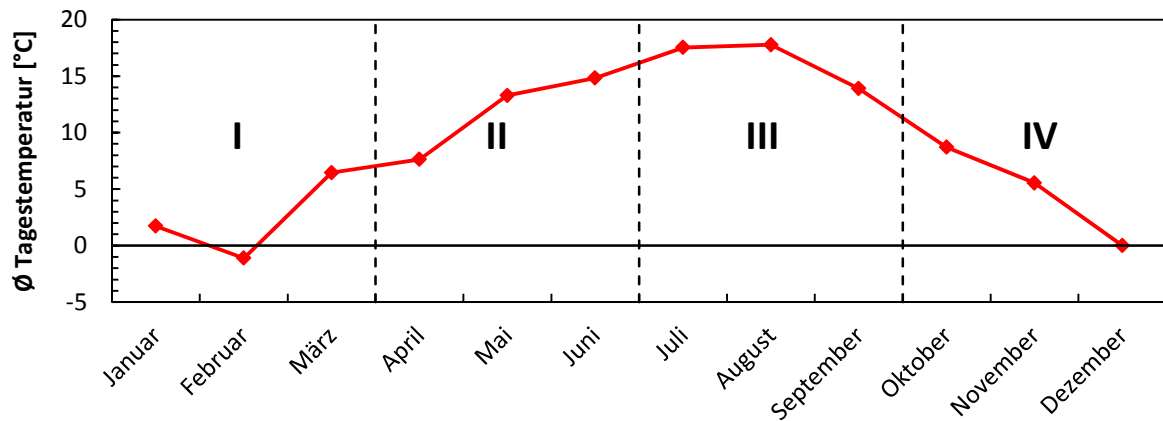
Die Simulation mit SmartSim liefert dagegen als Ergebnis einen monatlichen Abrechnungsbrennwert für jeden Ausspeiseknoten, der auf die geeicht gemessenen Einspeisebrennwerte zurückgeführt werden kann. Damit ist eine zur G 685 konforme Abrechnung möglich.

In Abbildung 6.3 sind die Abweichungen der jeweiligen monatlichen „Ausspeisbrennwerte“ zum dazugehörigen Netzbrennwert aus Tabelle 6.2 aufgetragen. Die Abweichung ist hier ein Maß für den „Fehler“, der bei der Abrechnung nach dem Mittelwertverfahren auftreten würde. Auf der Abszisse werden die Ausspeiseknoten in Flussrichtung von Nord nach Süd aufgelistet. Zusätzlich ist hier die ungefähre Lage der verschiedenen Einspeisungen markiert. Der Übersichtlichkeit halber ist die Ordinate, auf der die Abweichungen aufgetragen sind, in 4 Quartale aufgeteilt. Bei allen 4 Quartalen kann eine Grenze (senkrechte, gestrichelte, rote Linie) beobachtet werden, bis zu der aus nördlicher Richtung kommend der monatliche Ausspeisebrennwert bzw. die rel. Abweichung zum Netzbrennwert nahezu konstant ist. Diese Brennwerte entsprechen den mengengewichteten Einspeisebrennwerten der Erdgaseinspeisung 1 + H<sub>2</sub>. Damit ist ersichtlich, dass diese Ausspeisestellen auch mit diesem Gasgemisch versorgt werden. Alle Ausspeisestellen nördlich dieser Grenze weisen daher auch eine negative systematische Abweichung vom Abrechnungsbrennwert nach dem Mittelwertverfahren auf. Die Ausspeisebrennwerte südlich dieser Grenze weichen im Gegensatz dazu systematisch positiv von diesem ab. Außerdem ist hier eine größere Brennwertdiversität zu beobachten. Hier bildet sich je nach Netzfahrweise eine unterschiedlich ausgeprägte Misch- bzw. Pendelzone aus.

Es können hier zwei wichtige Beobachtungen gemacht werden. Die Grenze, bis zu der alle Ausspeisungen ausschließlich mit dem H<sub>2</sub> angereichertem Gas aus der Einspeisung 1 versorgt werden, verschiebt sich in den Monaten April bis einschließlich September weiter nach Süden. In diesen Monaten wird das Netz fast ausschließlich über die nördlich Einspeisung 1 versorgt. Nur ein vergleichsweise kleiner aber konstanter Anteil wird noch über die Erdgaseinspeisung 3 beigesteuert. Es ist also eine jahreszeitabhängige Änderung der Flusssituation im Netz zu beobachten. Südlich der Grenze werden die Verbraucher mit einem Mischgas aus den verschiedenen Einspeisestellen versorgt. Prinzipiell kann also zwischen einer „Sommer-“ und einer „Winterfahrweise“ unterschieden werden. Hier zeigt sich aber die zweite Auffälligkeit. Wird der Brennwertverlauf in Abbildung 6.3 des Novembers (Quartal 4) betrachtet, so ist erkenntlich, dass hier die gleiche Flusssituation wie in Quartal 2 und 3 vorliegt, also der gerade beschriebene „Sommer Fall“. Ein erster Gedanke wäre an dieser Stelle, dass der November im simulierten Jahr besonders warm ausgefallen ist und sich daher eine sommerähnliche Flusssituation einstellt. Ein Blick auf die durchschnittlichen Tagestemperaturen (Abbildung 6.4) im November zeigt aber keine solche Anomalie. Das heißt, eine pauschale Einteilung in „Sommer-“ und „Winterfahrweise“ ist nicht ohne weiteres möglich.



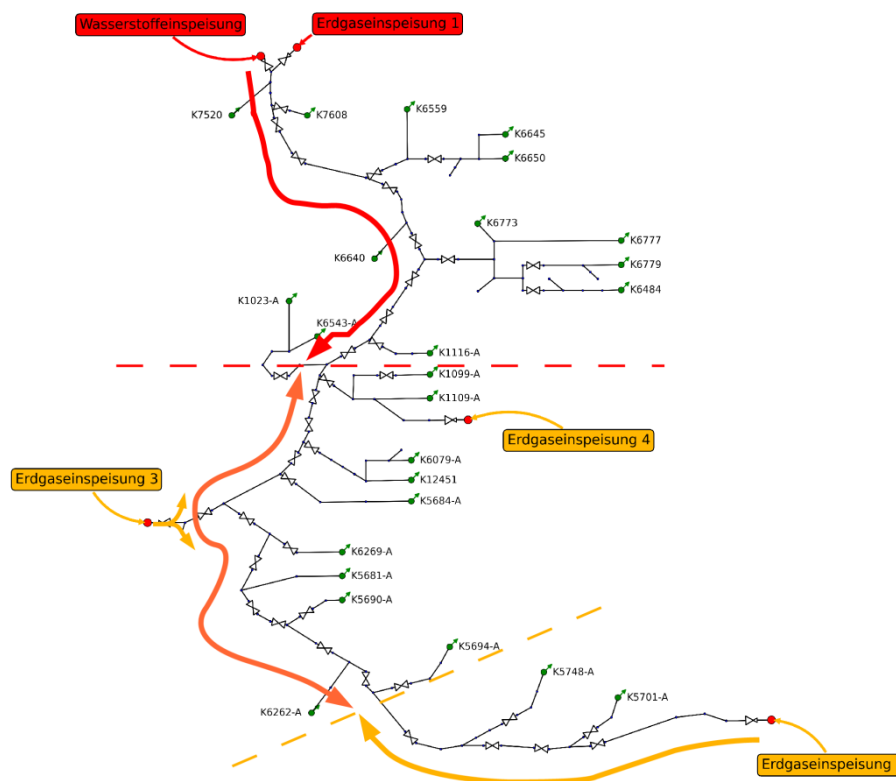
**Abbildung 6.3** Rel. Abweichungen der simulierten monatlichen Auspeisebrennwerte vom Abrechnungsbrennwert für das gesamte Netz nach G 685 (Tabelle 6.1). Die gestrichelte, senkrechte, rote Linie markiert die Grenze bis zu der alle Auspeisestellen ausschließlich mit H<sub>2</sub> angereichertem Erdgas versorgt werden.



**Abbildung 6.4** Verlauf der durchschnittlichen mittleren Tagestemperaturen für das simulierte Jahr im Netz „Röbel“.

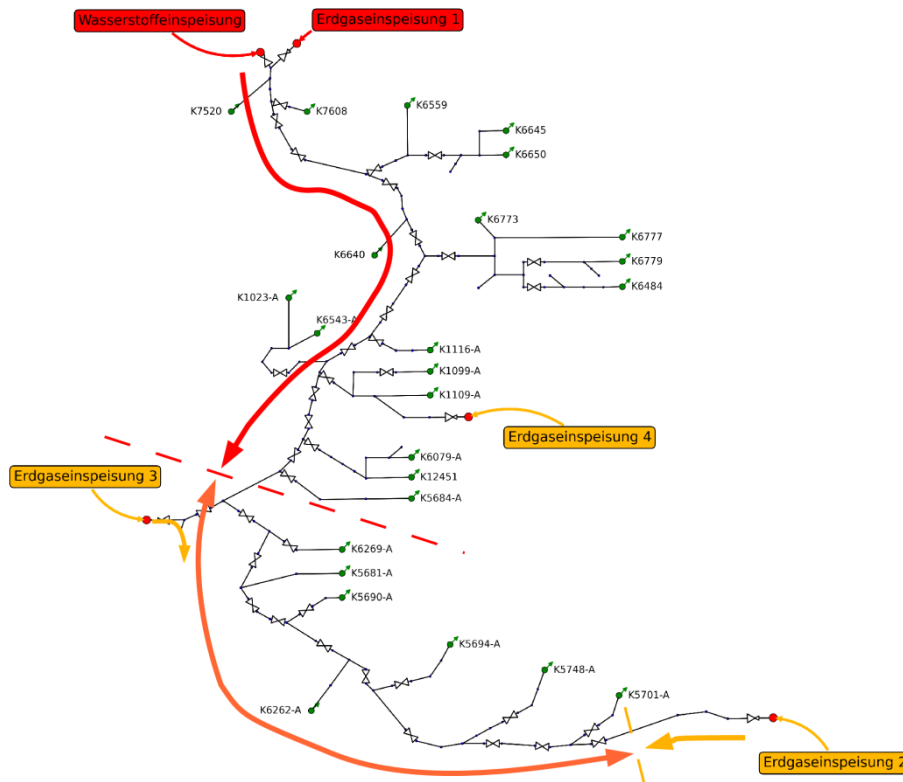
### Die „Sommer-„ und „Winterfahrweise“:

In Abbildung 6.5 ist die „Winterfahrweise“ des Netzes „Röbel“ bei fiktiver H<sub>2</sub> Einspeisung dargestellt. Von Norden kommend werden alle Ausspeisungen (grüne Punkte) bis zur rot gestrichelten Linie ausschließlich mit dem H<sub>2</sub> angereichertem Erdgas versorgt. Der orange gekennzeichnete Bereich in der Mitte ist eine Mischungszone, in der alle Ausspeisestellen mit einem Mischgas aus allen Einspeisestellen versorgt werden. Da im Winter auch verstärkt die südliche Einspeisung 2 zum Einsatz kommt, entsteht im Süden eine weitere Grenze (gelb gestrichelte Linie), bis zu der die Verbraucher mit Erdgas aus der Einspeisung 2 versorgt werden.



**Abbildung 6.5** Flusssituation im Winter für das Netz „Röbel“ bei fiktiver H<sub>2</sub> Einspeisung.

Die „Sommerfahrweise“ (Abbildung 6.6) des Netzes unterscheidet sich dahingehenden von der Winterfahrweise, dass kaum noch Erdgas über die Einspeisung 2 zugeführt wird. Fast die gesamte Einspeisung erfolgt hier über die Einspeisung 1 + H<sub>2</sub> und mit einem kleinen aber konstanten Anteil über die Einspeisung 3. Dadurch verschiebt sich die Grenze, bis zu der die Versorgung ausschließlich mit H<sub>2</sub> angereichertem Erdgas erfolgt, weiter nach Süden. Außerdem fällt die Grenze, bis zu der aller Verbraucher von der Erdgaseinspeisung 2 versorgt werden, gänzlich weg. Damit wird der gesamte Bereich südlich der rot, gestrichelten Linie zur Mischungszone.



**Abbildung 6.6** Flusssituation im Sommer für das Netz „Röbel“ bei fiktiver H<sub>2</sub> Einspeisung.

### 6.3 Schlussfolgerungen

Für ein reales regionales Verteilnetz mit Mehrseiteneinspeisung wurde eine Simulation mit einer fiktiven Wasserstoffeinspeisung an der Übergabestelle vom vorgelagerten Transportnetz durchgeführt. Die Wasserstoffkonzentration, im betreffenden Einspeisevolumenstrom ist dabei auf 5 Vol.-% eingestellt worden. Aus den Simulationsergebnissen können die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Für jede Ausspeisestelle wird ein separater Brennwert berechnet. Dieser Brennwert kann auf die geeicht gemessenen Einspeisebrennwerte zurückgeführt werden. Somit ist eine Abrechnung konform zu G 685 und EichG auch im Falle der H<sub>2</sub>-Einspeisung möglich.
- Im betrachteten Netz führt die Wasserstoffeinspeisung von 5 Vol.-%, bedingt durch die stark unterschiedlichen Einspeisemengen bei Anwendung des Mittelwertverfahrens nach G 685, zu einer deutlichen Verletzung der „2%-Regel“.
- Die Simulation zeigt die bei der Anwendung des Mittelwertverfahrens entstehenden systematischen Abweichungen bei der Abrechnung auf.
- Im Hinblick auf das in Abschnitt 4.4 beschriebene statische Zuordnungsverfahren kann gezeigt werden, dass eine Zuordnung einzelner Ausspeisestellen zu einer Einspeisung aufgrund wechselnder Flusssituationen im Netz mindestens monatlich erfolgen müsste. Außerdem gibt es große Misch- und Pendelzonen, in denen das ganze Jahr über keine eindeutige Zuordnung erfolgen kann.

- Zukünftig können Verfahren zur Gasbeschaffenheitsverfolgung, bei denen der Brennwert an allen Ausspeisestellen des Netzes berechnet wird, dazu beitragen, die Energieabrechnung zu verbessern und somit eine Limitierung der Wasserstoffkonzentration aufgrund der 2%-Regel aufzuheben.
- Durch den Einsatz statischer Zuordnungsverfahren kann gegebenenfalls auch eine höhere Genauigkeit der Abrechnung erreicht werden. Voraussetzung hierfür ist die ausreichende Kenntnis der Flusssituationen in dem betreffenden Netz.

#### 6.4 Literatur

- [6.1] Beck, H.-P.; Schröder, C und Wehrmann, E.-A.: *Prozessbegleitende Simulation eines Gasverteilnetzes bei nicht vollständiger Messinfrastruktur. gwf-Gas/Erdgas, 149 (2008), S. 106-112.*
- [6.2] Schley, P.; Schenk, J.; und Hielscher, A.: *Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 1: Entwicklung und Validierung des Verfahrens. gwf-Gas/Erdgas, 152 (2011), S. 552-556.*
- [6.3] Schenk, J.; Schley, P.; Hielscher, A.; Fernandez, C. und Mäurer, S.: *Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 2: Auswertung Feldversuch und Implementierung. gwf-Gas/Erdgas, 153 (2011), S. 676-683.*

## 7 Einfluss von Wasserstoff auf die K-Zahl

### 7.1 Berechnung der K-Zahl nach DVGW-Arbeitsblatt G 486

Für die Umwertung des gemessenen Volumens vom Betriebs- auf den Normzustand muss entweder die Dichte gemessen oder – wie heute üblich – die Kompressibilitätszahl (K-Zahl) rechnerisch bestimmt werden. Die K-Zahl ist dabei definiert als das Verhältnis des Realgasfaktors bei Betriebsbedingungen zu dem Realgasfaktor bei Normbedingungen.

$$K(x, T, p) = \frac{Z(x, t, p)}{Z(x, t_n, p_n)} \quad (7.1)$$

Die Berechnung der K-Zahl wird durch das DVGW-Arbeitsblatt G 486 festgelegt. Die Charakterisierung der Gasbeschaffenheit basiert in der Regel auf einer PGC-Analyse, wobei in den Mengenumwertern der Messanlagen größtenteils Festwerte für die Gasbeschaffenheit abgespeichert sind. Der Netzbetreiber vergleicht dann in regelmäßigen Abständen die vom Mengenumwerter ausgewerteten Normvolumina mit berechneten Werten auf Basis der zeitlich richtig zugeordneten Gasbeschaffenheiten. Bei Abweichungen von mehr als 0,25 % müssen die Normvolumina entsprechend korrigiert werden.

Eine Übersicht der verfügbaren Zustandsgleichungen ist in Tabelle 7.1 gegeben. In den Mengenumwertern sind heute sowohl die SGERG-Gleichung als auch – insbesondere bei neueren Umwertern – die AGA8-Gleichung implementiert. Mit der GERG2004-Gleichung wurde eine neue Zustandsgleichung entwickelt, die durch hohe Genauigkeit und einen extrem weiten Anwendungsbereich in Bezug auf Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung gekennzeichnet ist. Die GERG2004-Gleichung ist formal in Deutschland noch nicht für die Abrechnung zugelassen. Im Folgenden dient die GERG2004-Gleichung als Referenzgleichung für die Bewertung des Einflusses von Wasserstoff auf die K-Zahl.

**Tabelle 7.1:** Übersicht verschiedener Zustandsgleichungen zur Berechnung der K-Zahl.

Gleichung	Eingangsgrößen	maximaler H <sub>2</sub> -Anteil [mol.-%]	Genauigkeit [%]	Referenz
GERG2004	Druck, Temperatur, Gasanalyse (21 Komponenten)	40	< 0,1	ISO 20765
AGA8	Druck, Temperatur, Gasanalyse (21 Komponenten)	10	< 0,1	DVGW 486, 2. Beiblatt/ ISO 12213-2
SGERG	Druck, Temperatur, Brennwert, Normdichte, CO <sub>2</sub> -Anteil, H <sub>2</sub> -Anteil	10	< 0,1	DVGW 486/ ISO 12213-3

## 7.2 Einfluss von Wasserstoff auf die Berechnung K-Zahl

Der Einfluss von Wasserstoff auf die K-Zahl wird im Folgenden exemplarisch anhand der Erdgase Holland-L und Nordsee-H aufgezeigt. Anlage 7.1 zeigt zunächst den Verlauf der K-Zahl in Abhängigkeit des Druckes bei Zumischungen von Wasserstoff bis 50 Vol.-%. Die Berechnungen wurden mit der GERG2004-Gleichung bei einer Temperatur von 10°C durchgeführt. Erwartungsgemäß bewirkt die Zumischung von Wasserstoff, dass das Zustandsverhalten „idealer“ wird, d.h. die Werte nähern sich im gesamten Druckbereich der Linie für  $K = 1$ . In Anlage 4 sind dann - basierend auf den zuvor bestimmten K-Zahlen Werten - die relativen Änderungen für Wasserstoffzumischungen bis 5 Vol.-% dargestellt. Die dargestellte Abweichung ist mit einem Fehler im bestimmten Normvolumen gleichzusetzen, für den Fall, dass bei der Umwertung der Wasserstoffanteil nicht berücksichtigt wird.

## 7.3 Bewertung der Zustandsgleichungen

### 7.3.1 Vergleich mit experimentellen Daten

#### a) Experimentelle Daten der GERG-Datenbank

Die GERG Monographie TM4 [7.1] enthält umfassende Messdaten für die Dichte bzw. den Realgasfaktor von Erdgasgemischen. Für Erdgase mit Zumischungen von Wasserstoff konnten einige Datensätze identifiziert werden, die im Folgenden für eine erste Bewertung der Zustandsgleichungen herangezogen werden (s. Anlage 7.3 bis 7.5). Auch wenn der Vergleich hier für den Realgasfaktor durchgeführt wird, lassen sich die prozentualen Abweichungen auf die K-Zahl übertragen. Grund hierfür ist, dass Unsicherheiten der Zustandsgleichungen bei der Bestimmung des Realgasfaktors im Normzustand (s. Gleichung 7.1) vernachlässigt werden können.

Für den Vergleich wurden 3 Datensätze mit Wasserstoffanteilen von 4,2 mol%, 9,4 mol% und 35,6 mol% ausgewählt. Das Ergebnis für die Zustandsgleichungen SGERG, AGA8 und ist in Anhang 7.3 bis 7.5 dargestellt. Der Vergleich zeigt für die Erdgase mit Zumischungen von 4,2 mol% und 9,4 mol% bei allen Zustandsgleichungen eine ausgezeichnete Übereinstimmung mit den Messwerten; die Abweichungen betragen im gesamten Druckbereich bis 100 bar weniger als  $\pm 0,1\%$ . Für das Gas mit 35,6 mol% H<sub>2</sub> konnten mit der SGERG-Gleichung keine Werte berechnet werden, da der H<sub>2</sub>-Anteil weit außerhalb des Anwendungsbereichs der Gleichung liegt. Im Falle der AGA8- und der GERG2004-Gleichung liegen die Abweichungen ebenfalls innerhalb von  $\pm 0,1\%$ .

#### b) Präzisionsmessungen mit der Dichtemessapparatur der Open Grid Europe/Ruhr-Universität Bochum

Im Rahmen des Projektes wurden Präzisionsmessungen für die Dichte bzw. den Realgasfaktor an Erdgas Nordsee-H mit Zumischungen von Wasserstoff mit einer Gasdichtemessapparatur der Open Grid Europe durchgeführt. Die Messapparatur basiert auf dem von der Ruhr-Universität Bochum entwickelten-Senkörper Verfahren [7.2, 7.3], das mit einer Unsicherheit von 0,02% weltweit als das genaueste Messverfahren gilt. Die Versuchsdurchführung erfolgte durch Mitarbeiter des Lehrstuhls für Thermodynamik der Ruhr-Universität Bochum. Untersucht wurden 3 Gasproben mit Zumischungen von 5,4 mol%, 10,4 mol% und 30,5 mol% Wasserstoff. Die Messungen wurden für die ersten beiden Gemische für Temperaturen von 0°C, 10°C und 20°C durchgeführt. Für das dritte Gemisch wurde nur die 10°C-Isotherme untersucht. Ein Vergleich der

Messergebnisse mit den verschiedenen Zustandsgleichungen ist in Anhang 7.6 bis 7.8 gegeben. Die genaue Zusammensetzung der Gasproben ist in Anhang 7.9 angegeben.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Abweichungen zwischen den berechneten und den gemessenen Realgasfaktoren sowohl für die GERG2004-Gleichung als auch für die AGA8-DC92-Gleichung für alle Gemische weniger als  $\pm 0,05$  % betragen. Demnach wird die für die beiden Gleichungen spezifizierte Unsicherheit von  $\pm 0,1$  für Wasserstoffkonzentrationen bis 30 mol% im gesamten Druckbereich eingehalten. Im Falle der SGERG-Gleichung nehmen die Abweichungen für die Gemische mit 5,4 mol% H<sub>2</sub> und 10,4 mol% H<sub>2</sub> mit steigendem Druck zu. Dabei sind die Abweichungen bei 0°C leicht höher als bei 10°C oder 20 °C. Generell kann eine Abweichung von 0,1% in der Regel bis ca. 40 bar eingehalten werden. Ab etwa 60 bar (z. B. für Gemisch 1 bei 0°C) treten Abweichungen  $> 0,25$  % auf. Für das Gemisch mit 30,5 mol% H<sub>2</sub> können mit der SGERG-Gleichung keine Werte berechnet werden.

### 7.3.2 Vergleich der Zustandsgleichungen untereinander

Im Folgenden wird ein Vergleich der Zustandsgleichungen für verschiedene Erdgase mit Zumischungen von Wasserstoff durchgeführt (s. Anhang 7.10). Ausgewählt wurden 4 verschiedenen Erdgasqualitäten, die in Tabelle A.2 der G 260 definiert sind sowie 2 LNG-Qualitäten. Für den Vergleich wurden rechnerisch 2, 5 und 10 mol% Wasserstoff hinzugefügt, wobei die Gasanalyse anschließend auf 100 mol% normiert wurde. Als Referenz wird die GERG2004-Gleichung ausgewählt, da hier die höchste Genauigkeit angenommen wird und die Gleichung in Bezug auf die Wasserstoffkonzentrationen den weitesten Anwendungsbereich besitzt. Das Ergebnis ist in den Bildern 7.1 bis 7.3 dargestellt.

Der Vergleich zeigt für die AGA8-Gleichung für alle Konzentrationen Abweichungen  $< \pm 0,1\%$  zur GERG2004-Gleichung. Dies bestätigt somit die positiven Ergebnisse aus Abschnitt 7.3.1.

Im Falle der SGERG-Gleichung werden mit zunehmenden Wasserstoffkonzentrationen und steigenden Drücken größere Abweichungen beobachtet. Dabei treten die größten Abweichungen für das Erdgas Nordsee-H auf. Eine Abweichung von  $\pm 0,1$  % kann bei 2 mol% Wasserstoff bis etwa 60 bar, bei 5 und 10 mol% Wasserstoff bis etwa 50 bar eingehalten werden. Abweichungen  $> \pm 0,25\%$  werden für eine H<sub>2</sub>-Konzentration von 2 mol% ab 90 bar (2 mol% H<sub>2</sub>) und für 5 und 10 mol% H<sub>2</sub> ab etwa 70 bar beobachtet.

Des Weiteren zeigt sich, dass bei höherer H<sub>2</sub>-Konzentration die untere Grenze für die Normdichte (Eingangsgröße für das SGERG-Verfahren) teilweise unterschritten wird. Der Anwendungsbereich wird im DVGW-Arbeitsblatt G 486 mit 0,71 bis 1,16 kg/m<sup>3</sup>(n) definiert. Bei den zuvor untersuchten Gasen nimmt die Normdichte für Zumischungen von 10% H<sub>2</sub> teilweise Werte von etwa 0,67 kg/m<sup>3</sup>(n) an. Ein Zusammenhang zwischen der Normdichte und den Abweichungen zur GERG2004 kann hier nicht erkannt werden. Aus diesem Grund wird empfohlen, den unteren Grenzwert für die Normdichte in der G 486 zukünftig auf 0,65 kg/m<sup>3</sup> festzulegen.

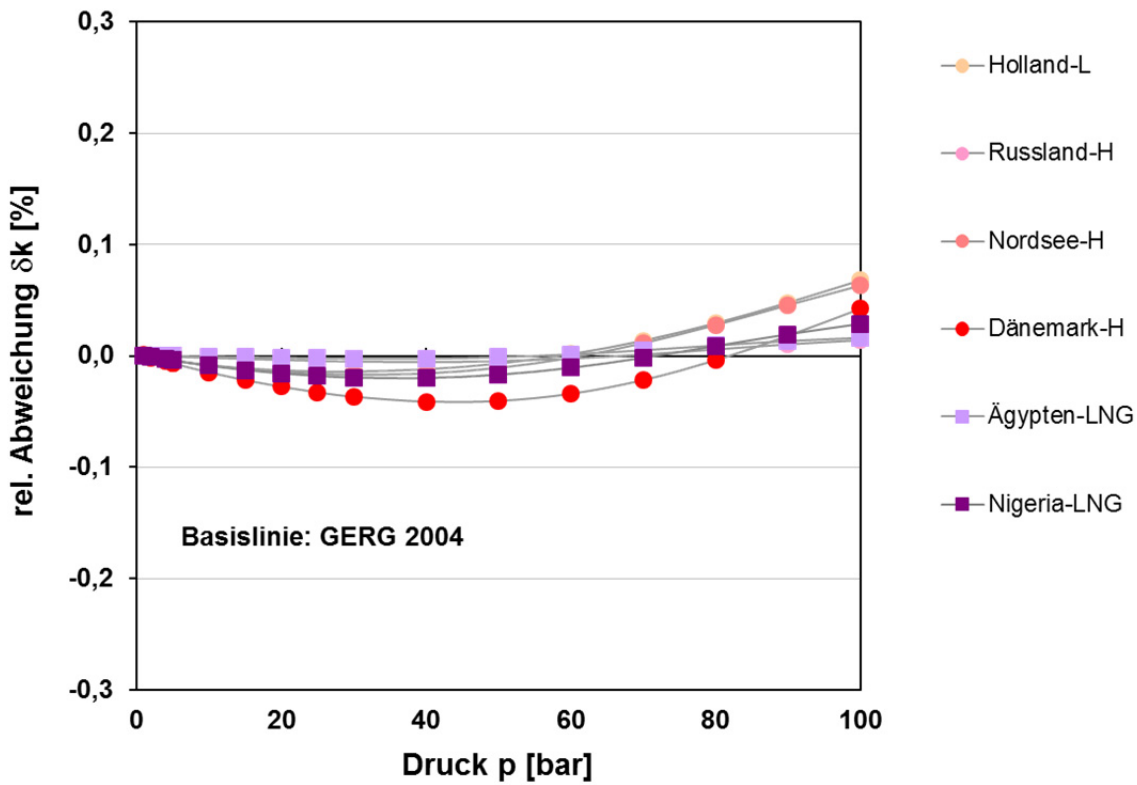


#### 7.4 Schlussfolgerungen

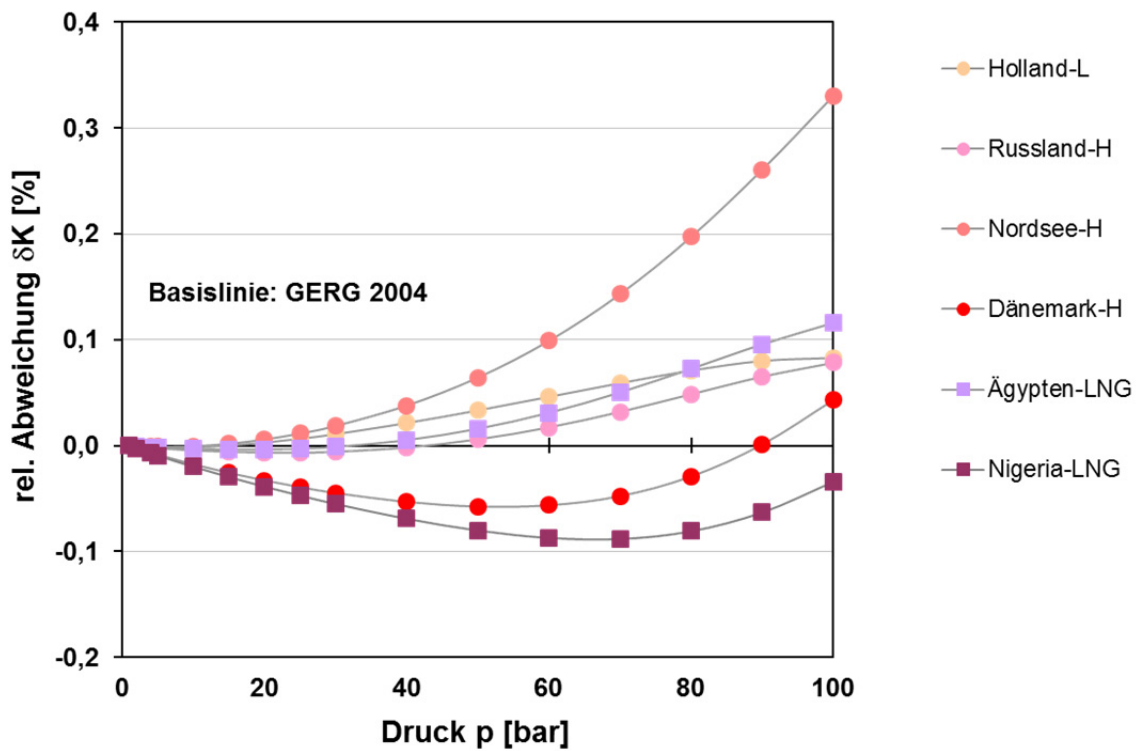
- Mit der AGA8-Gleichung und der GERG2004 Gleichung kann der Realgasfaktor bzw. die K-Zahl von Erdgasen mit Zumischungen von Wasserstoff bis 10% ohne jede Einschränkung berechnet werden. Ein Vergleich mit vereinzelt Messdaten zeigt, dass vermutlich auch Konzentrationen von 30 mol% möglich sind.
- Für die SGERG-Gleichung kann eine Genauigkeit von 0,1% bei H<sub>2</sub>-Konzentrationen von bis zu 10 mol% bei einigen Erdgasen nur bis zu Drücken von 50 bar eingehalten werden. Im Zweifelsfall ist eine Überprüfung auf Basis der GERG-2004 oder der AGA8 Gleichung durchzuführen.
- Der untere Grenzwert für Normdichte sollte im DVGW-Arbeitsblatt zukünftig von 0,71 kg/m<sup>3</sup> auf 0,65 kg/m<sup>3</sup> geändert werden.

#### 7.5 Literatur

- [7.1] Jaeschke, M. und Humphreys, A. E.: *The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements. GERG Technical Monograph TM4, Düsseldorf: VDI-Verlag 1990 und VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 6, Nr. 251, Düsseldorf: VDI-Verlag 1990.*
- [7.2] Kleinrahm, R., Duschek, W., Wagner, W., und Jaeschke, M.: *Measurement and correlation of the (pressure, density, temperature) relation of methane in the temperature range from 273,15 K to 323,15 K at pressure up to 8 MPa. J. Chem. Thermodynamics (1988) 20, 621-631.*
- [7.3] Pieperbeck, N.; Kleinrahm, R.; Wagner, W.; und Jaeschke, M.: *Results of (pressure, density, temperature) measurements on methane and on nitrogen in the temperature range from 273,15 K to 323,15 K at pressures up to 12 MPa using a new apparatus for accurate gas-density measurements. J. Chem. Thermodynamics (1991) 23, 175-194.*



**Bild 7.1.a:** Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von **2 mol% H<sub>2</sub>**.



**Bild 7.1.b:** Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von **2 mol% H<sub>2</sub>**.

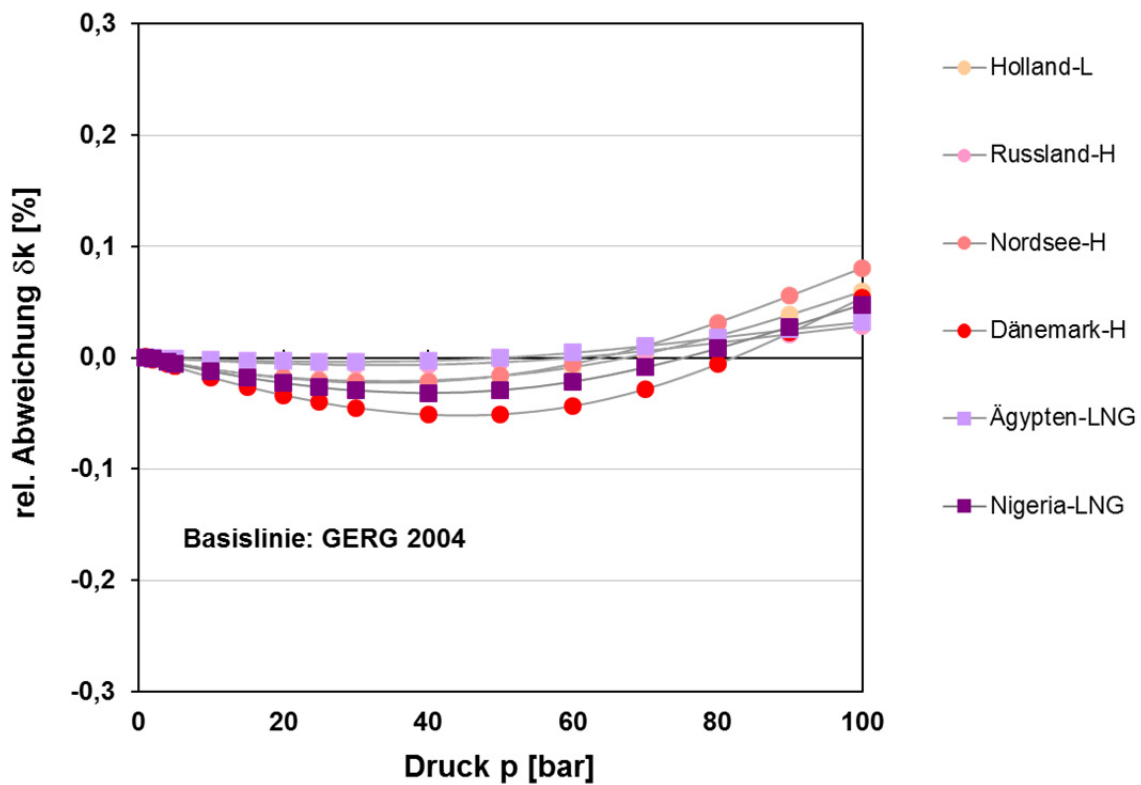


Bild 7.2.a: Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von 5 mol% H<sub>2</sub>.

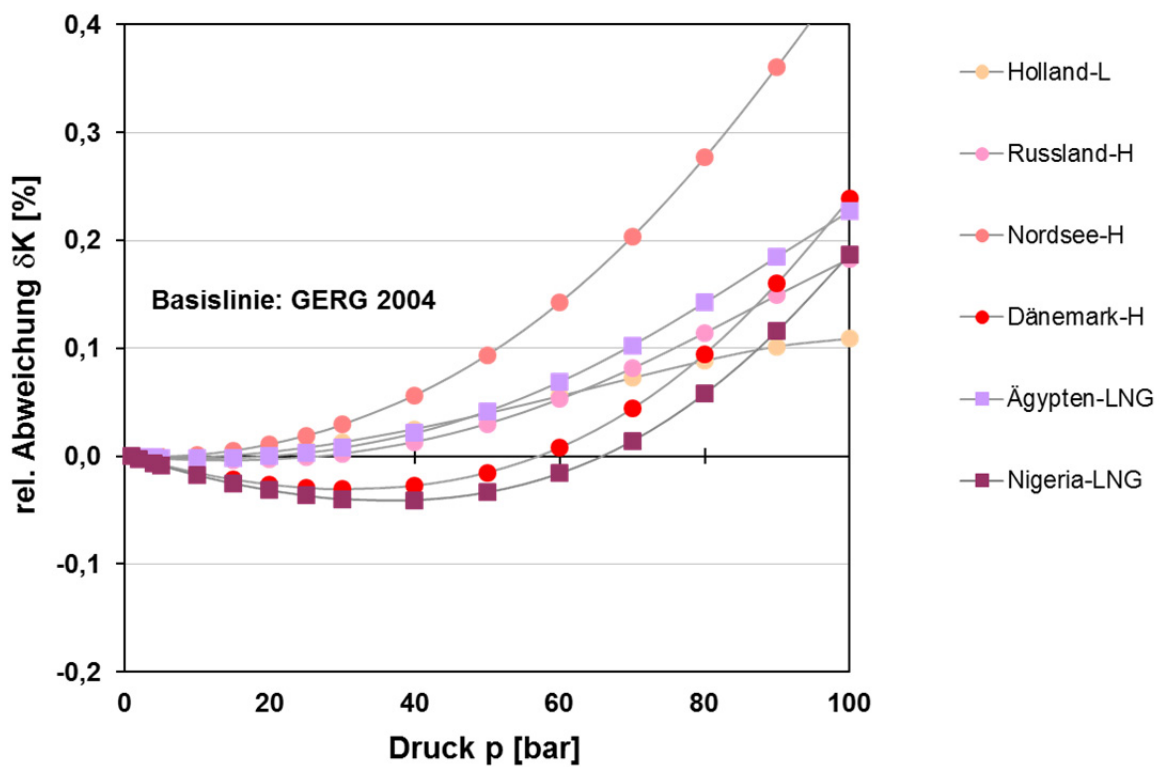
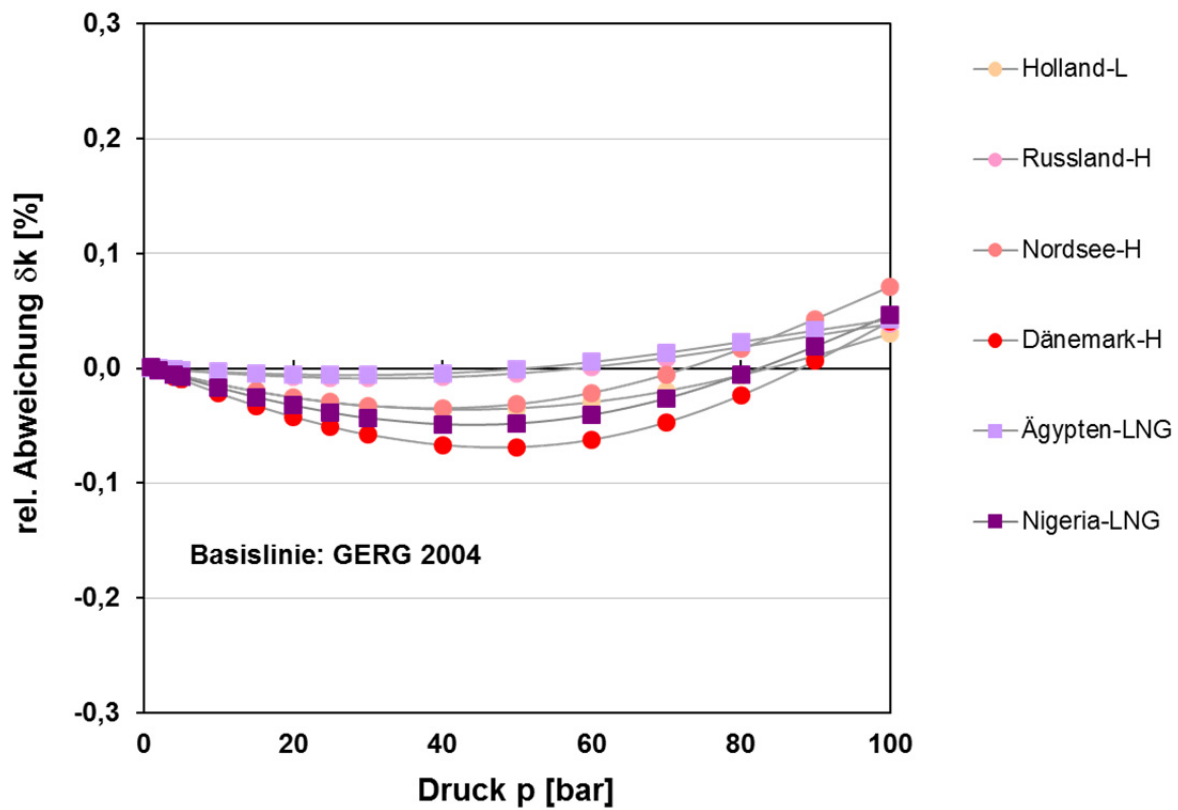
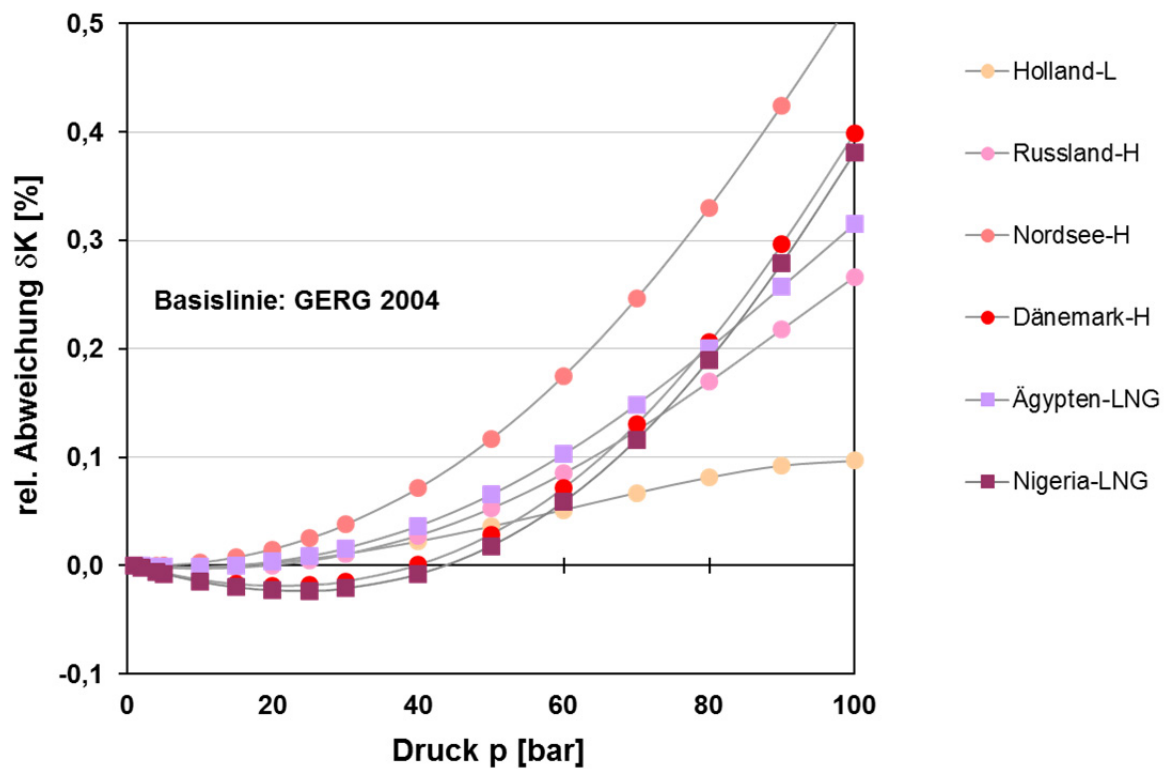


Bild 7.2.b: Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von 5 mol% H<sub>2</sub>.



**Bild 7.3.a:** Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von **10 mol% H<sub>2</sub>**.



**Bild 7.3.b:** Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung für verschiedene Gase mit Zumischungen von **10 mol% H<sub>2</sub>**.

## Anhang

### Anhang 3.1: Analysenumfang verschiedenerer Konfigurationen von bauartzugelassenen PGC's

Komponente	Formel	Biogas-PGC	Erdgas-PGC	Erdgas-H <sub>2</sub> -PGC
		9K	11K/12K	12K/13K/14K
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	+	-	+
Stickstoff	N <sub>2</sub>	+	+	+
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	+	-/+	+/*
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	+	+	+
Helium	He	-	-	-/*****
Methan	CH <sub>4</sub>	+	+	+
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	+	+	+
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	+	+	+
iso-Butan (2-Methylpropan)	HC(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub>	+	+	+
n-Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	+	+	+
neo-Pentan(2,2-Dimethylpropan)	C(CH <sub>3</sub> ) <sub>4</sub>	-	+	-/****
iso-Pentan (2-Methylbutan)	HC(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> C <sub>2</sub> H <sub>5</sub>	-	+	+
n-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-	+	+
n-Hexan **	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	-	+	+

Anmerkungen: \* je nach Modell: Messung von O<sub>2</sub> oder keine Trennung von N<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> → O<sub>2</sub> wird als N<sub>2</sub> detektiert

\*\* Summe C<sub>6</sub>+, Hexane und höhere Kohlenwasserstoffe

\*\*\* je nach Modell: Messung von neo-Pentan oder neo-Pentan wird nicht ausgewiesen und dem n-Butan zugerechnet (RMG PGC 9303)

\*\*\*\* Messung von Helium beim SAM Complete 14K

**Anhang 3.2: H<sub>2</sub>-haltige Kalibriergase nach PTB-A 7.63 für PGCs (Zusammensetzung in Mol %)****[3.2]**

<b>Komponente</b>	B-5K	B1-5K	9M	9E	P1-9K	13D	16M	17K	12M	12E	13K
Helium	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50			
Sauerstoff	1,00	1,00	0,40	2,00	0,30	-	0,50	0,50	0,5		0,5
Stickstoff	2,00	2,00	4,00	8,00	3,00	4,00	5,00	5,00	4,00	4,00	4,00
Kohlenstoffdioxid	5,50	0,40	2,50	2,00	3,50	1,50	1,00	1,00	1,50	1,50	1,50
Kohlenstoffmonoxid	-	-	-	-	-	0,50	0,50	0,50			
Wasserstoff	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>	<b>0,20</b>	<b>1,00</b>	<b>0,30</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
Methan	89,50	94,60	89,00	79,00	87,20	87,40	86,44	86,39	87,45	87,9	87,4
Ethen	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50			
Ethan	-	-	2,50	4,00	0,35	4,00	2,50	2,50	4,00	4,00	4,00
Propen	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50			
Propan	-	-	1,00	3,00	4,75	1,00	1,00	1,00	1	1	1
Butan	-	-	0,20	0,50	0,30	0,20	0,20	0,20	0,2	0,2	0,2
2-Methylpropan (Isobutan)	-	-	0,20	0,50	0,30	0,20	0,20	0,20	0,2	0,2	0,2
Pentan	-	-	-	-	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2-Methylbutan (Isopentan)	-	-	-	-	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05		0,05	0,05
Hexan	-	-	-	-	-	0,05	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05

## Anhang 5.1: Ergebnisse Fragebogen Netzbetreiber

### a) Allgemeine Angaben zum Netz

	Gesamt	TSO1	TSO2	TSO3	TSO4	TSO5	TSO6	TSO7	TSO8
<b>Leitungslänge Netz (km)</b>									
- gesamtes Netz	<b>28.958</b>	1.452	7.200	2.300	3.100	12.000	616	1.965	325
- davon zugelassen für "Rekosystem"	<b>16.323</b>	1.358	7.200	2.300	3.000	7500 <sup>(1)</sup>	500	1.965	in Planung
<b>Anzahl Einspeisestellen</b>									
- gesamtes Netz	<b>176</b>	19	25	16	31	49	12	14	10
- davon relevant für "Rekosystem"	<b>147</b>	16	23	16	31	30	9	12	10
<b>Anzahl Ausspeisestellen</b>									
- gesamtes Netz	<b>2.576</b>	232	515	107	200	1.247	k. A.	200	75
- davon relevant für "Rekosystem"	<b>1.974</b>	207	515	107	185	685	k. A.	200	75

<sup>(1)</sup> Erweiterung auf das gesamte Netz geplant

### b) Prozessgaschromatografen

	Gesamt	TSO1	TSO2	TSO3	TSO4	TSO5	TSO6	TSO7	TSO8
<b>PGC's für Rekosystem</b>									
Anzahl PGC's relevant für Rekosystem	<b>275</b>	12	56	33	52	74	19	19	10
- davon Einspeisestellen	<b>201</b>	11	48	26	38	49	7	12	10
- davon Referenzmessstellen	<b>72</b>	1	8	7	14	25	12	5	0
wie viele PGC's an Einspeise- oder Referenzmessstellen müssten voraussichtlich umgerüstet werden ?	<b>228</b>	11	33	33	31	74	19	17	10
<b>Sonstige PGC's</b>									
Anzahl PGC's an Netzkopplungspunkten (NKP) und Netzanschlusspunkten (NAP)	<b>201</b>	25	24	32	33	87	0	0	k. A.
wie viele PGC's müssten voraussichtlich auf H2 umgerüstet werden ?	<b>201</b>	25	24	32	33	87	0	0	k. A.

**c) Zustandsmengenumwerter**

	<b>Gesamt</b>	TSO1	TSO2	TSO3	TSO4	TSO5	TSO6	TSO7	TSO8
wie viele Umwerter sind im Netz vorhanden	<b>4.755</b>	k.A.	952	312	510	2.509	190	242	40
- davon ZMUII/ZMUI (feste K-Zahl bzw. K=1)	<b>463</b>	k.A.	8	3	20	410	22	0	0
- davon ZMU III (mit variabler K-Zahl)	<b>3.352</b>	k.A.	944	309	250	1.399	168	242	40
-> nach dem AGA8-Verfahren	<b>244</b>	k.A.	15	78	80	29	8	30	4
-> nach dem SGERG-Verfahren	<b>3.108</b>	k.A.	929	231	170	1.370	160	212	36
besteht bei allen Umwertern des Typs ZMU III die Möglichkeit den H2-Anteil als Eingangsgröße zur K-Zahl Berechnung vorzugeben ?		k.A.	nein	ja/nein	ja	ja	nein	ja	ja
wenn nein, bei wie vielen Umwertern des Typs ZMU III kann der H2-Anteil nicht vorgegeben werden ?		k.A.	206	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

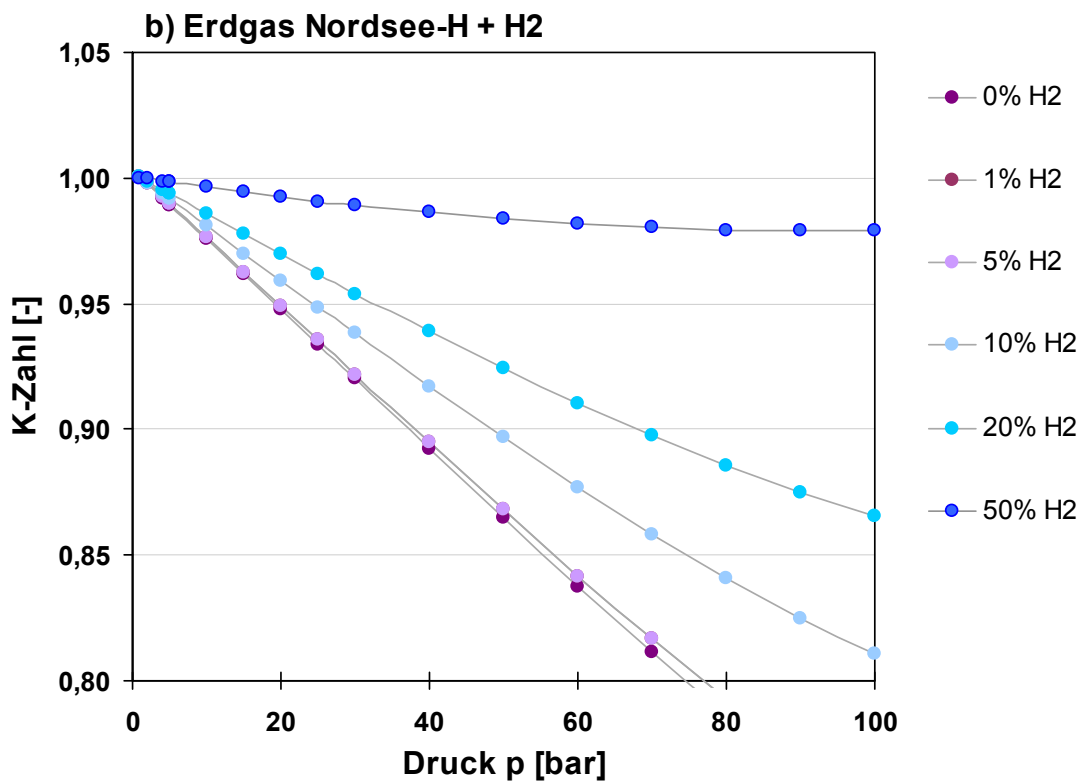
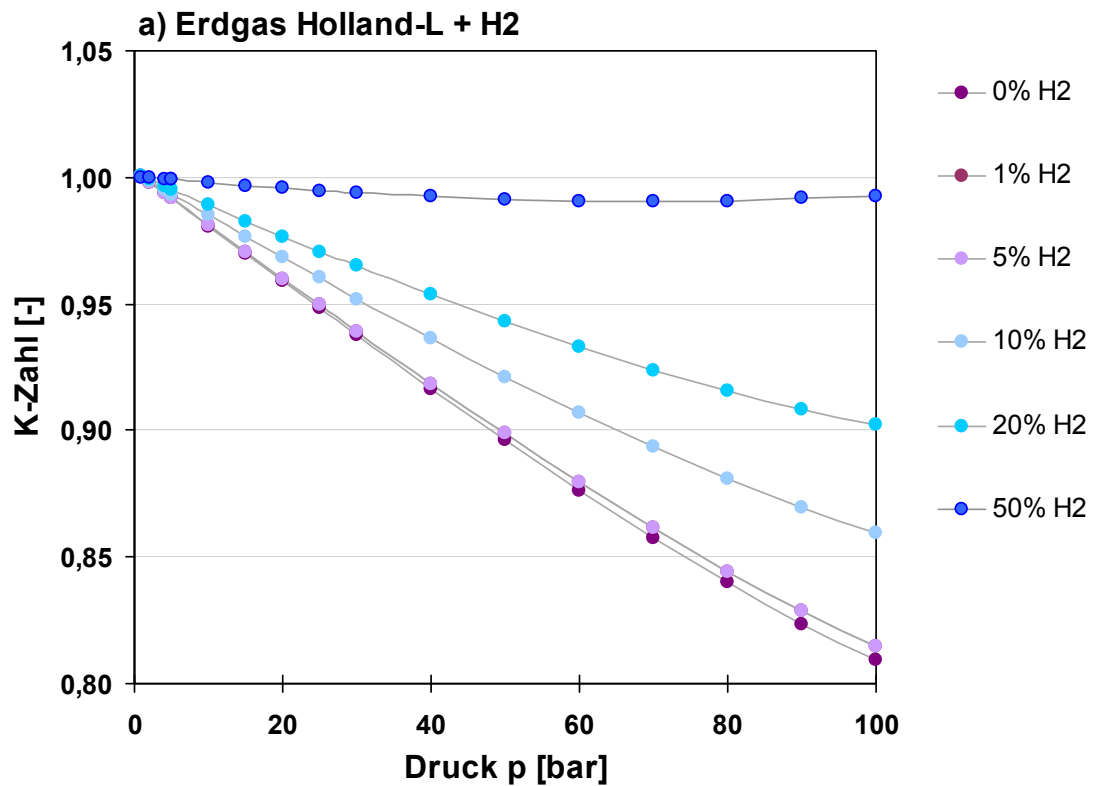
**d) Software Brennwertrekonstruktionssystem**

	<b>Gesamt</b>	TSO1	TSO2	TSO3	TSO4	TSO5	TSO6	TSO7	TSO8
<b>welche Gasbeschaffenheitskenngrößen werden derzeit rechnerisch im Netz verfolgt ?</b>									
- Brennwert ?	<b>ja</b>	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	in Planung
- Normdichte ?	<b>ja</b>	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	in Planung
- CO2-Anteil ?	<b>ja</b>	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	in Planung
- H2-Anteil ?	<b>i. d. R. nein</b>	nein	nein	nein	nein	nein	ja/nein	nein	
- sonstige Größen ?			EMF, H <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>		x <sub>i</sub>	Methanzahl		
kann die bestehende Reko-Software für die Verfolgung von H2-parametriert werden ?	<b>teils</b>	ja	nein	ja	ja	nein	ja	nein	
wenn ja, wie hoch schätzen Sie den Aufwand für die Parametrierung ? (in €)	<b>&lt; 50 t€ ?</b>		30 t€	k.A.	k.A.	-	10 t€	-	
wenn nein, wie hoch schätzen Sie den Aufwand für die Softwareerweiterung ? (in €)	<b>10-100 t€ ?</b>		40 t€	-	-	100 t€	10 t€	2,5 t€	



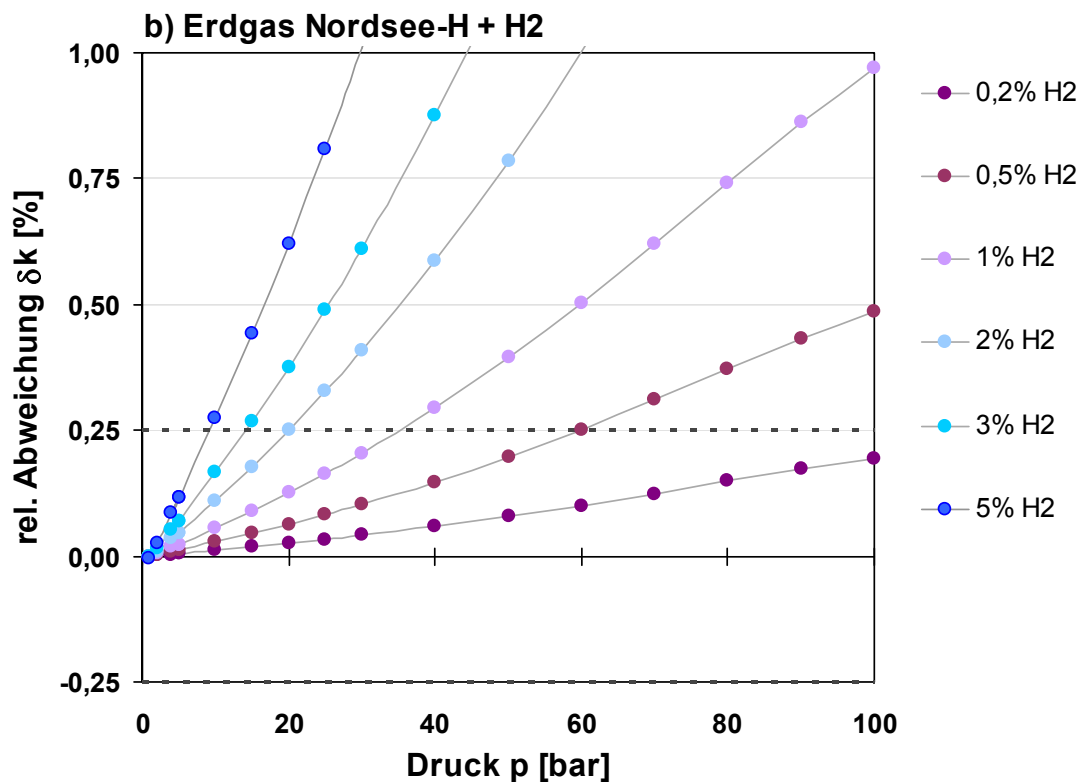
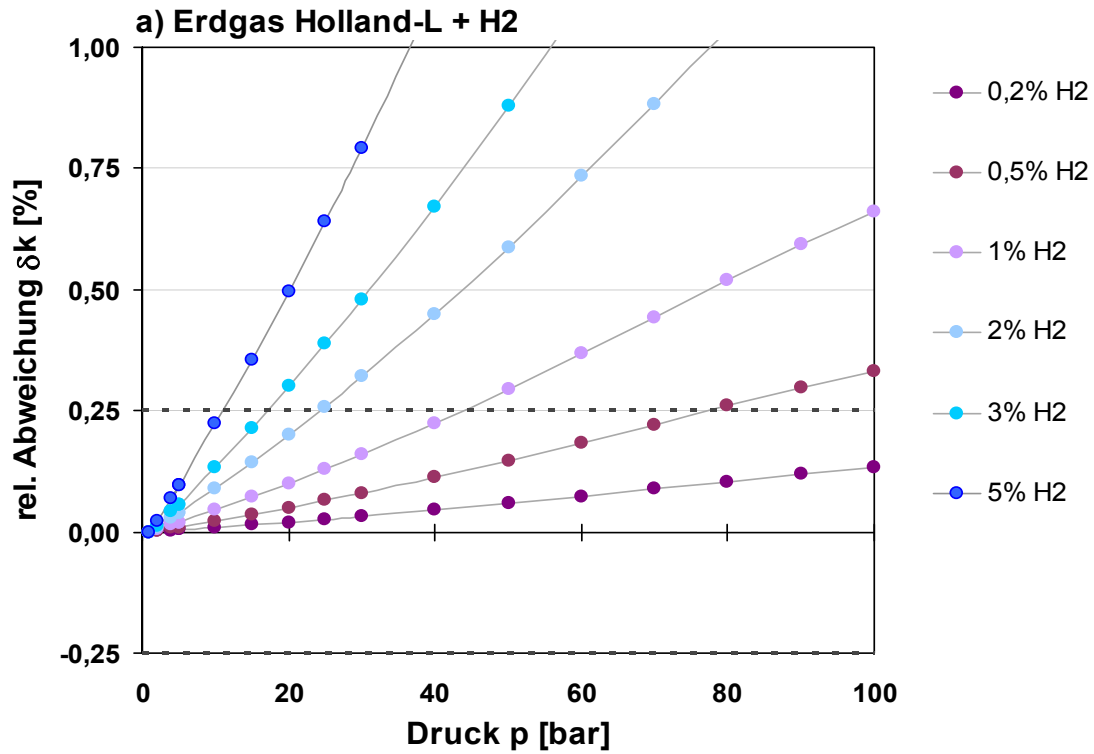
### Anhang 7.1: K-Zahlen für typische Erdgase bei Wasserstoffzumischung

K-Zahlen (GERG2004) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H mit Zumischungen von Wasserstoff in Abhängigkeit des Druckes ( $t = 10\text{ °C}$ ).



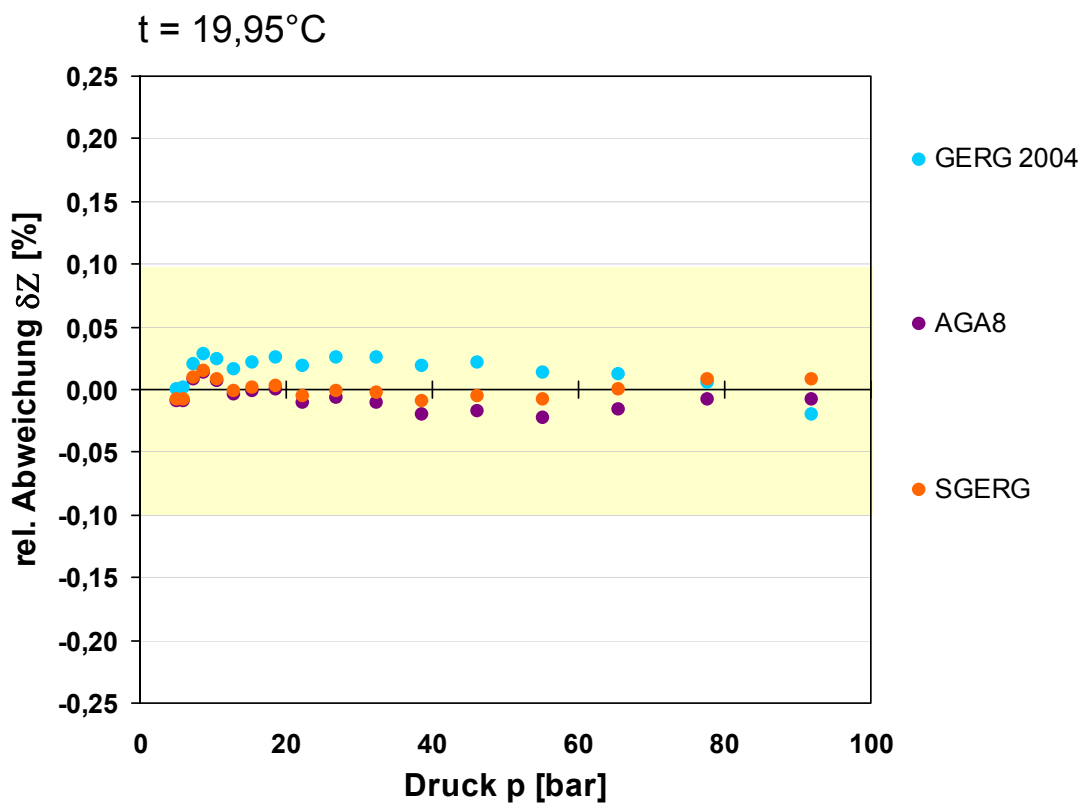
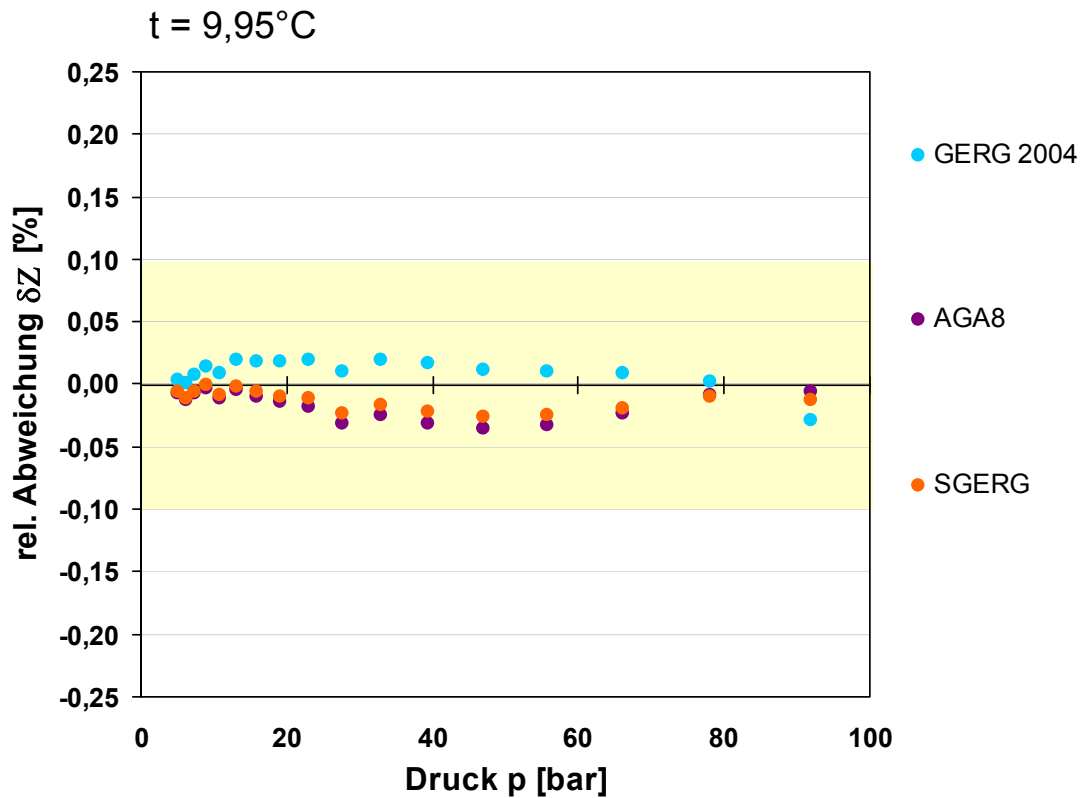
**Anhang 7.2: Einfluss des Wasserstoffs auf die K-Zahl**

Einfluss des Wasserstoffs auf die K-Zahl ( $t = 10^\circ\text{C}$ ) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H. (Die rel. Abw. entspricht einem Fehler in der K Zahl der sich ergibt, wenn  $\text{H}_2$  nicht berücksichtigt wird).



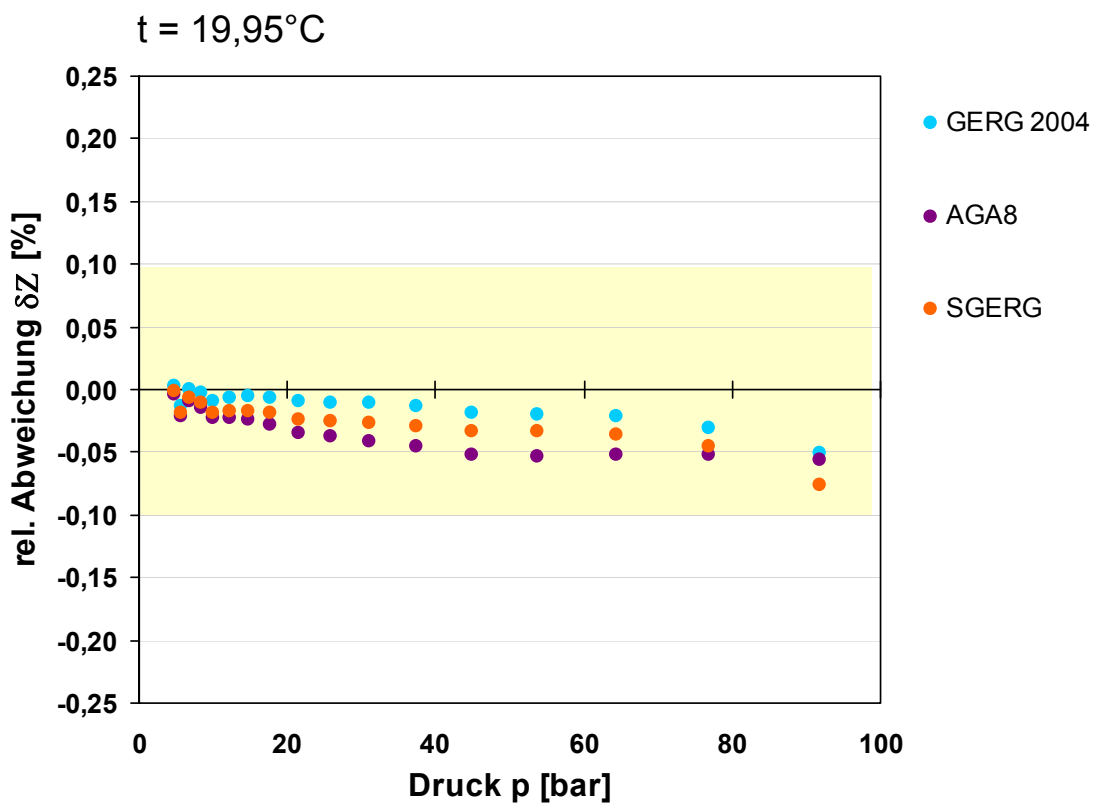
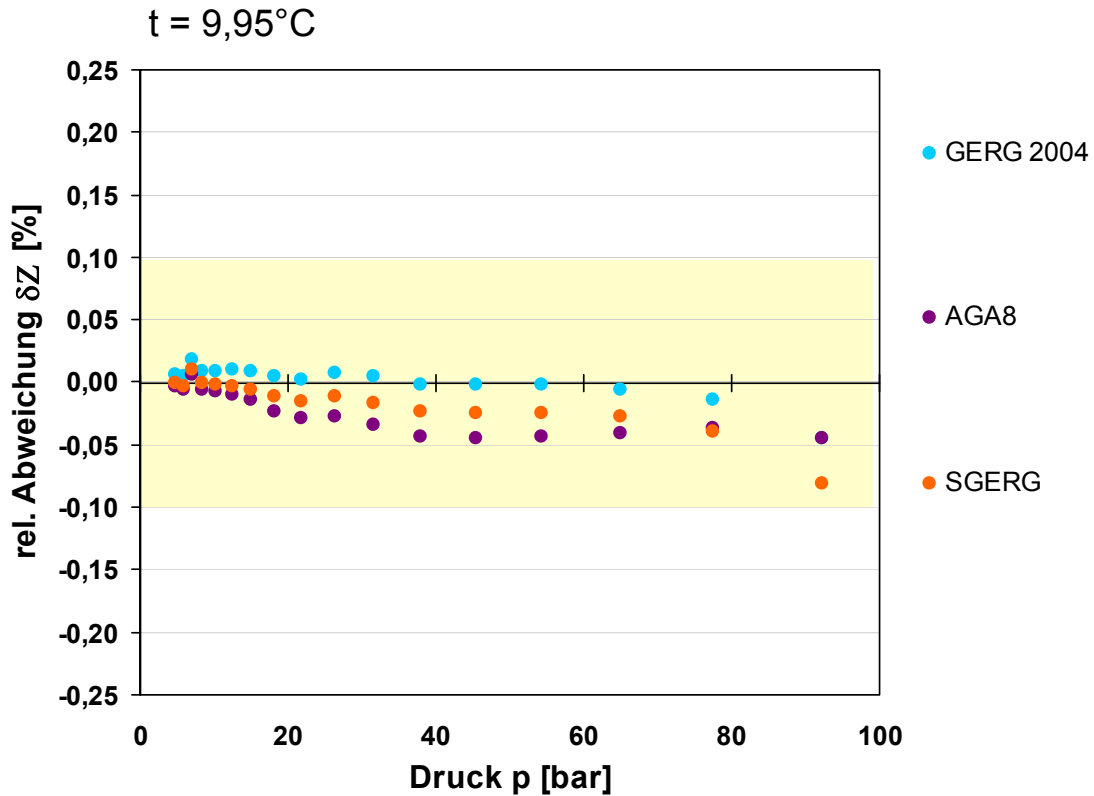
### Anhang 7.3: Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren

Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit experimentellen Werten aus der GERG Datenbank (Nulllinie). Datensatz N68, Gas Nr. 85. Gaszusammensetzung in mol%: CH<sub>4</sub>(80,20), N<sub>2</sub>(5,39), CO<sub>2</sub>(1,70), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>(5,50), C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>(1,68), H<sub>2</sub>(4,19), Rest(1,33).



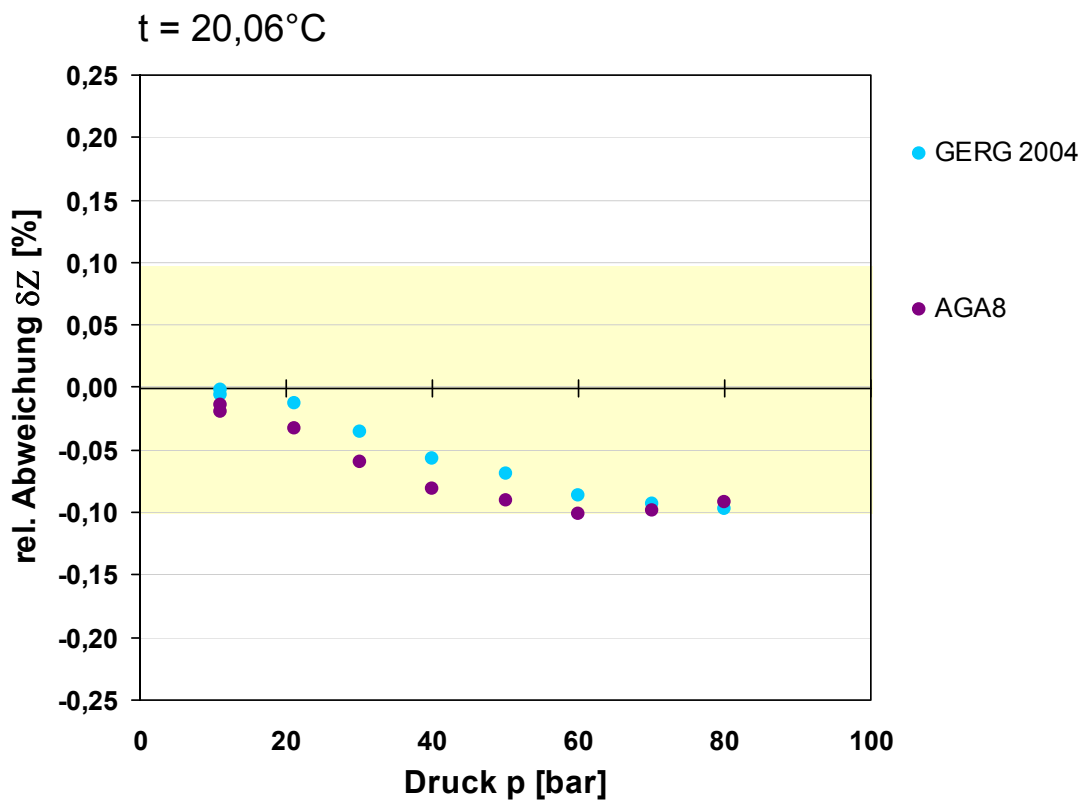
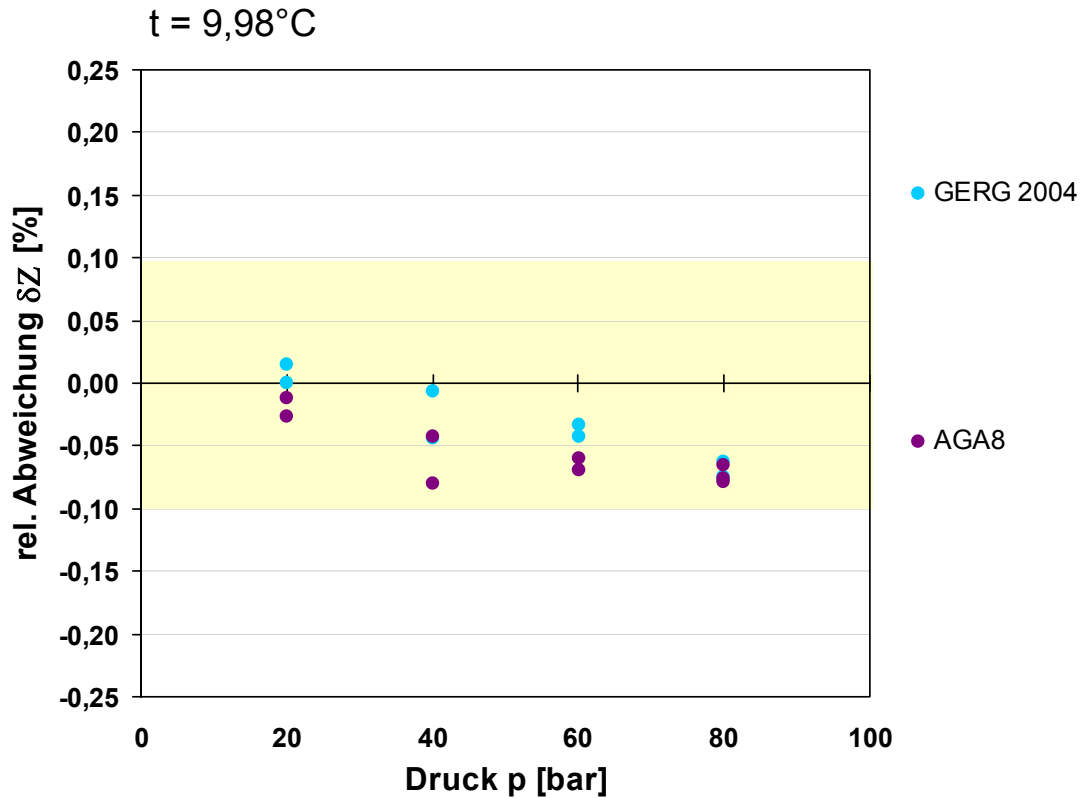
**Anhang 7.4: Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren**

Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit experimentellen Werten aus der GERG Datenbank (Nulllinie). Datensatz N69, Gas 87. Gaszusammensetzung in mol%: CH<sub>4</sub>(73,64), N<sub>2</sub>(9,91), CO<sub>2</sub>(1,33), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>(3,31), C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>(0,75), H<sub>2</sub>(9,39), Rest(1,67).



### Anhang 7.5: Vergleich berechneter mit experimentell bestimmten Realgasfaktoren

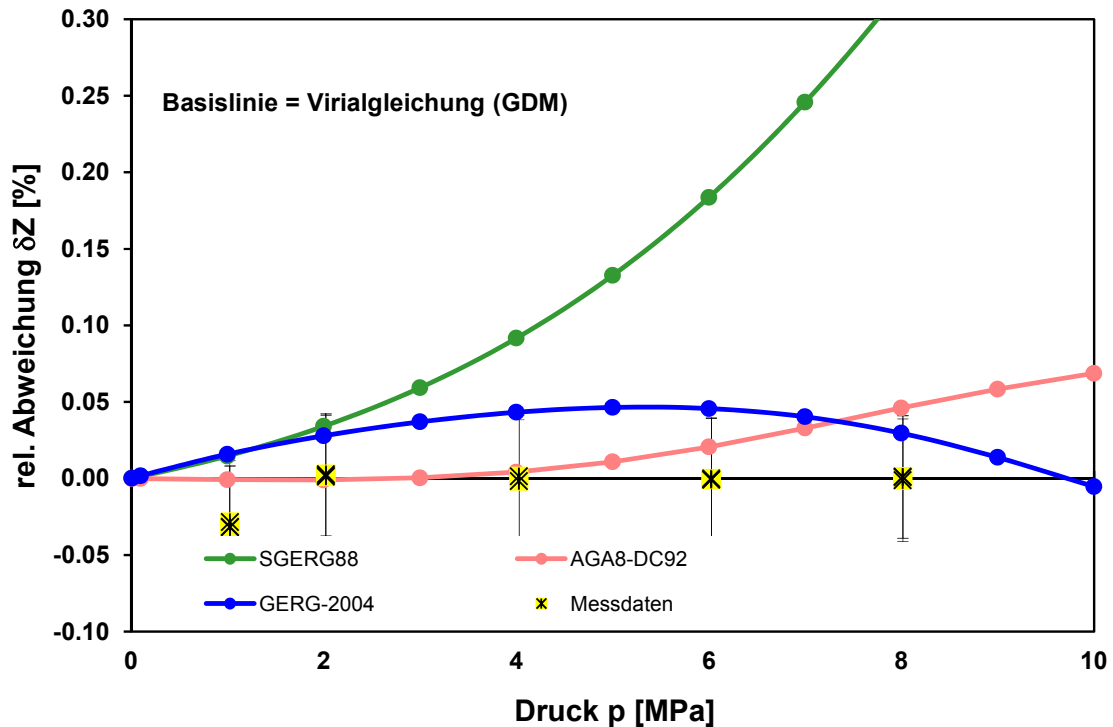
Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit experimentellen Werten aus der GERG Datenbank (Nulllinie). Datensatz N84, Gas Nr. 283. Gaszusammensetzung in mol%: CH<sub>4</sub>(57,69), N<sub>2</sub>(1,28), CO<sub>2</sub>(0,03), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>(1,78), C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>(3,20), H<sub>2</sub>(35,63), Rest(1,33).



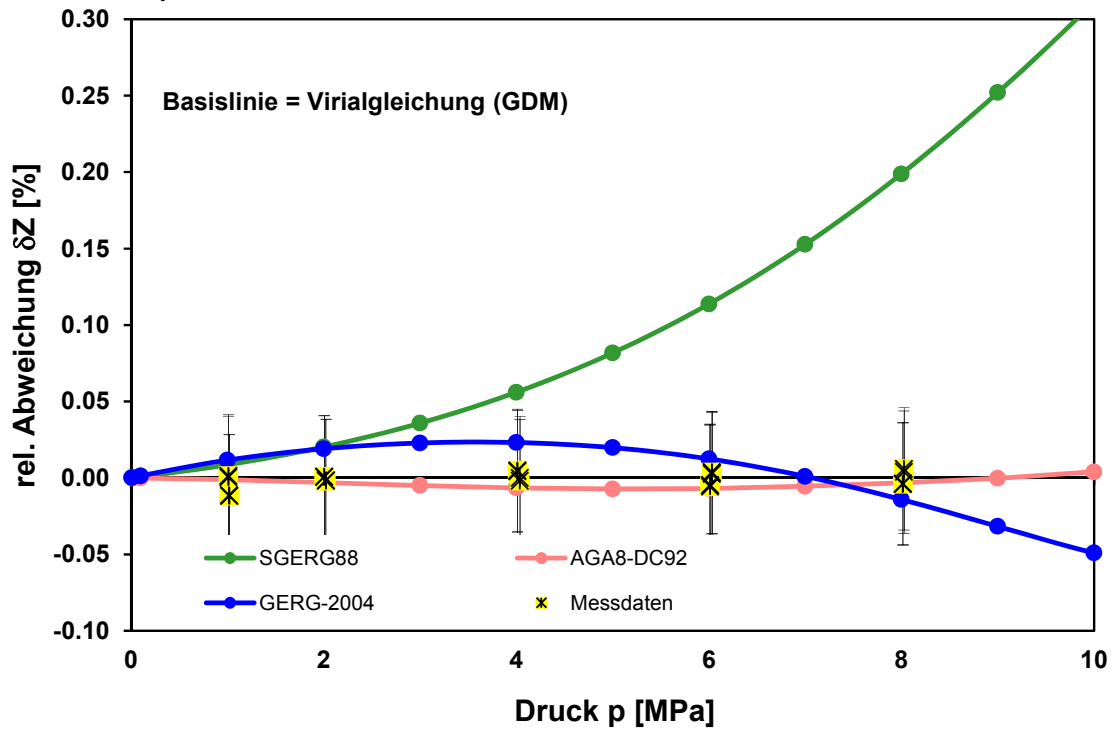
**Anhang 7.6: Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 5,4 mol% H<sub>2</sub>**

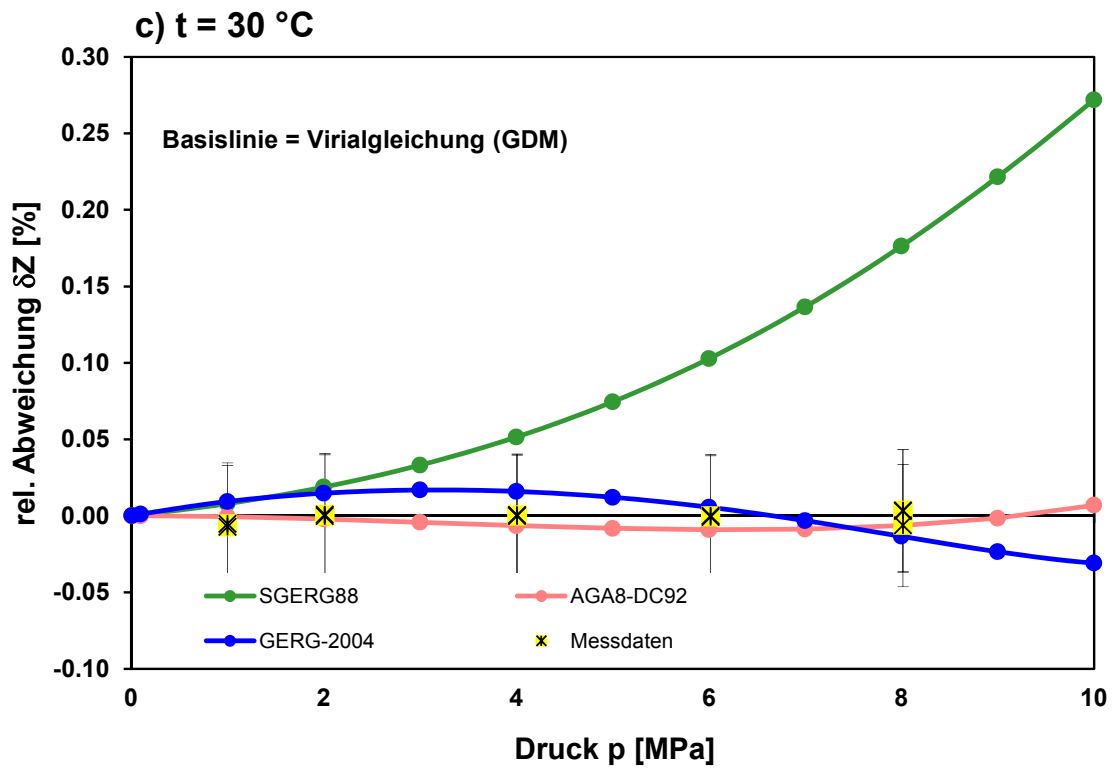
Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit Messwerten der Gasdichtemessapparatur für Erdgas-H mit 5,4 mol% H<sub>2</sub>.

**a) t = 0°C**



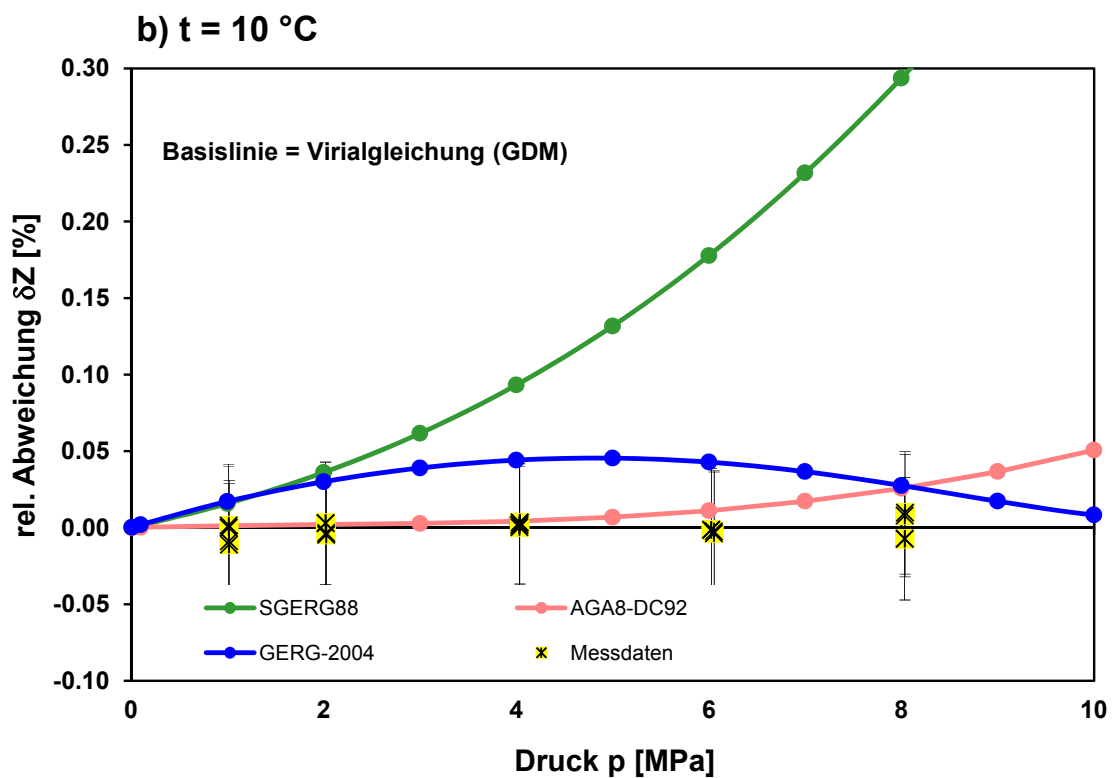
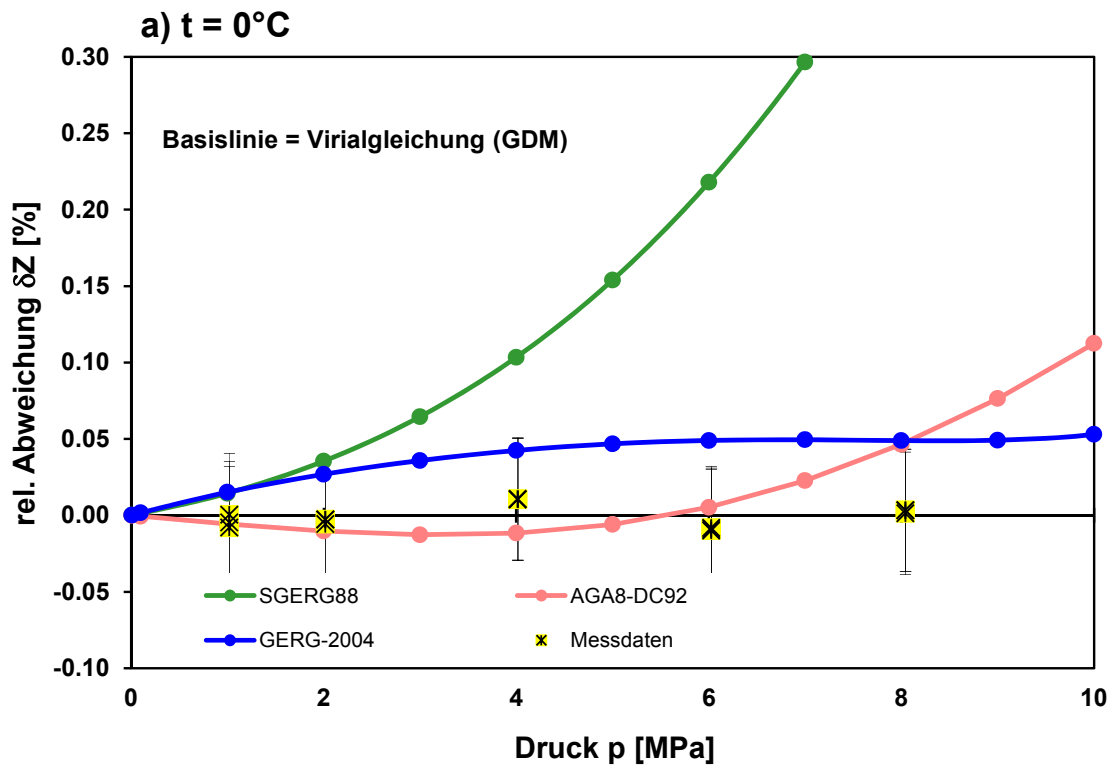
**b) t = 10 °C**



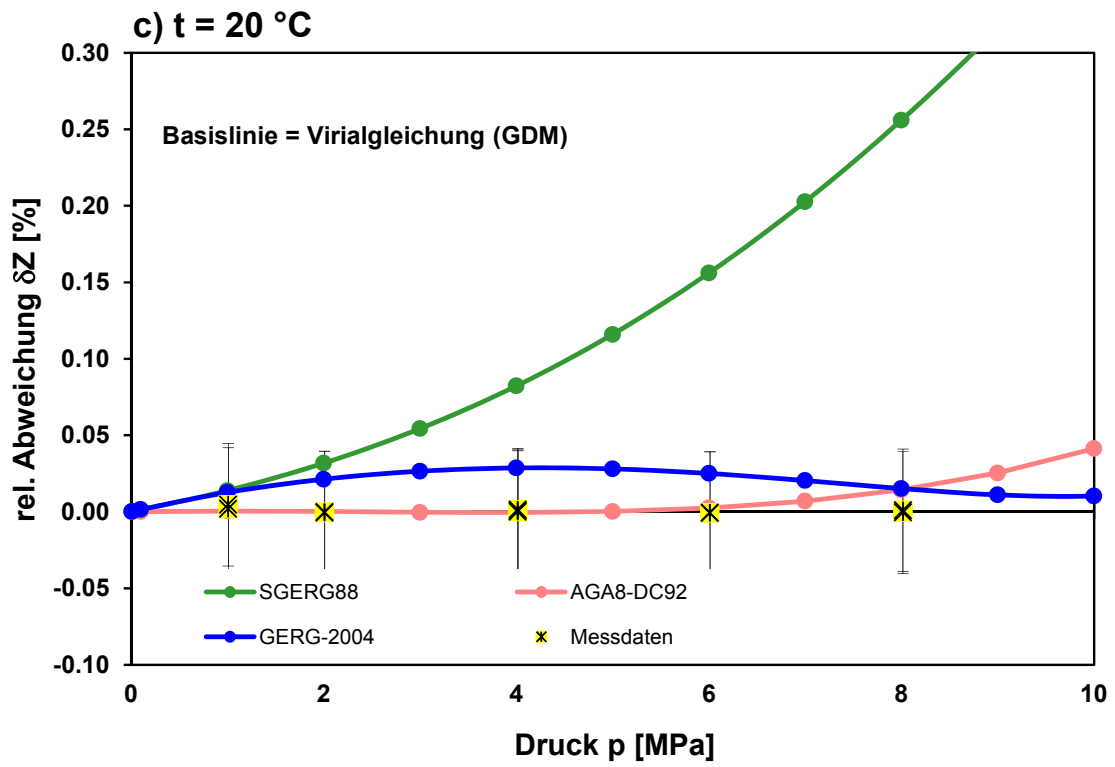


**Anhang 7.7: Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 10,4 mol% H<sub>2</sub>**

Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit Messwerten der Gasdichtemessapparatur für Erdgas-H mit **10,4 mol% H<sub>2</sub>**.

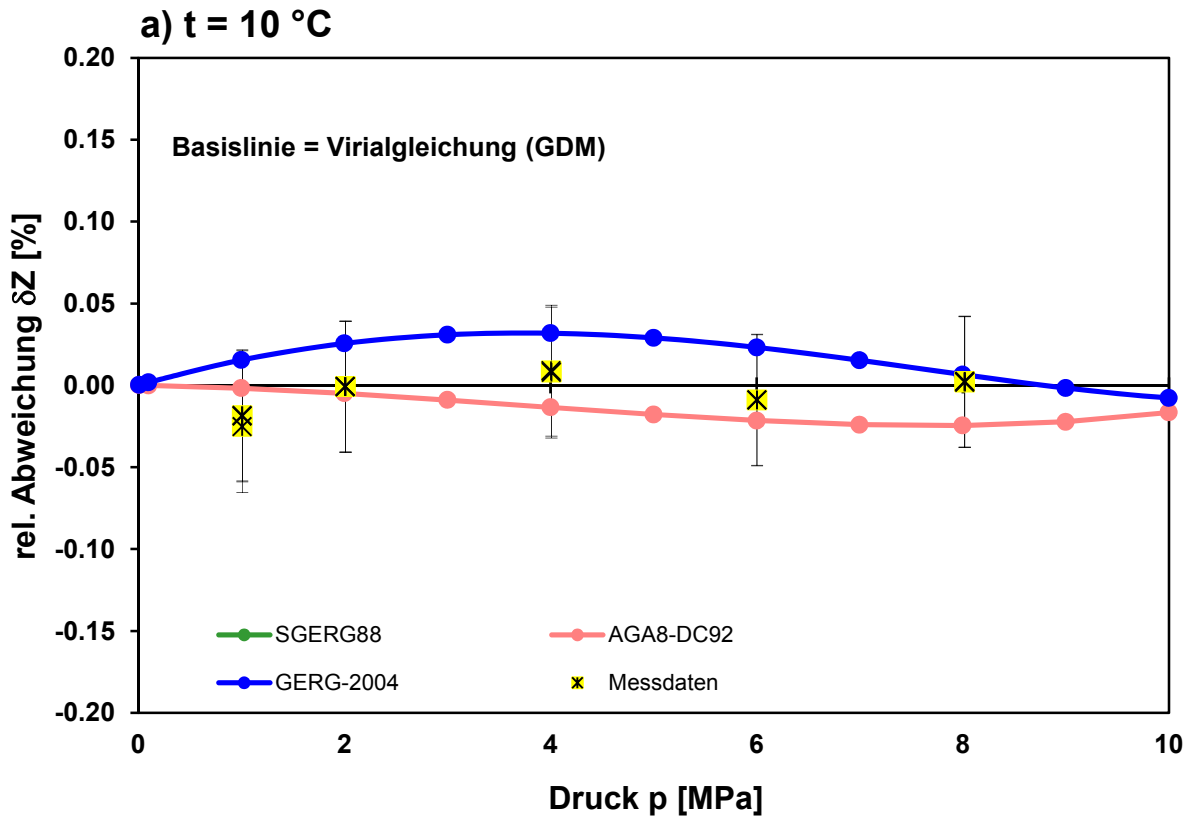






**Anhang 7.8: Vergleich Realgasfaktoren Berechnung / Gasdichtemessapparatur 30,5 mol% H<sub>2</sub>**

Vergleich berechneter Realgasfaktoren (SGERG, AGA8, GERG2004) mit Messwerten der Gasdichtemessapparatur für Erdgas-H mit 30,5 mol% H<sub>2</sub>.



## Anhang 7.9: Zusammensetzung der mit der Gasdichtemessapparatur untersuchten Gase

		<b>Gemisch 1</b> Erdgas-H + 5,4 mol% H <sub>2</sub>	<b>Gemisch2</b> Erdgas-H + 10,4 mol% H <sub>2</sub>	<b>Gemisch3</b> Erdgas-H + 30,5 mol% H <sub>2</sub>
Methan	CH <sub>4</sub>	85,38	81,01	62,89
Stickstoff	N <sub>2</sub>	0,73	0,68	0,52
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	1,65	1,55	1,19
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,45	5,09	3,94
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,03	0,91	0,72
n-Butan	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,15	0,13	0,10
2-Methylpropan	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,14	0,12	0,10
n-Pentan	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,03	0,03	0,02
2-Methylbutan	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04	0,03	0,03
n-Hexan	n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,02	0,02	0,02
n-Heptan	n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,01	0,01	0,01
n-Oktan	n-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,00	0,00	0,00
n-Nonan	n-C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,00	0,00	0,00
n-Dekan	n-C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,00	0,00	0,00
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	<b>5,37</b>	<b>10,41</b>	<b>30,47</b>
<b>Summe</b>		100,00	100,00	100,00

**Anhang 7.10: Ausgewählte Erdgase und LNG-Qualitäten zur K-Zahl-Berechnung**

Zusammensetzung ausgewählter Erdgase und LNG-Qualitäten für den Vergleich zu berechnender K-Zahlen.

a) Gaszusammensetzung ohne Zumischung von H<sub>2</sub>

	Holland-L	Nordsee-H	Russland-H	Dänemark-H	Libyen-LNG	Nigeria-LNG	Ägypten-LNG
CH <sub>4</sub>	83,16	88,71	96,96	90,07	81,57	91,28	97,7
N <sub>2</sub>	10,08	0,82	0,86	0,28	0,69	0,08	0,08
CO <sub>2</sub>	1,57	1,94	0,18	0,60			
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,04	6,93	1,37	5,68	13,38	4,62	1,8
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,81	1,25	0,45	2,19	3,67	2,62	0,22
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,23	0,28	0,15	0,90	0,69	1,40	0,2
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>							
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,06	0,05	0,02	0,22			
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>							
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,05	0,02	0,01	0,06			
H <sub>2</sub>							
<b>Summe</b>	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]	10,344	11,643	11,186	12,129	12,893	12,227	11,292
Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	0,8341	0,8129	0,7423	0,8146	0,8652	0,8067	0,7358

b) Gaszusammensetzung mit Zumischung von 2 mol% H<sub>2</sub>.

	Holland-L	Nordsee-H	Russland-H	Dänemark-H	Libyen-LNG	Nigeria-LNG	Ägypten-LNG
CH <sub>4</sub>	81,4968	86,94	95,0208	88,27	79,9386	89,45	95,746
N <sub>2</sub>	9,8784	0,80	0,8428	0,27	0,6762	0,08	0,0784
CO <sub>2</sub>	1,5386	1,90	0,1764	0,59			
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,9592	6,79	1,3426	5,57	13,1124	4,53	1,764
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,7938	1,23	0,441	2,15	3,5966	2,57	0,2156
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2254	0,27	0,147	0,88	0,6762	1,37	0,196
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>							
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0588	0,05	0,0196	0,22			
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>							
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,049	0,02	0,0098	0,06			
H <sub>2</sub>	2	2	2	2	2	2	2
<b>Summe</b>	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]	10,207	11,479	11,033	11,956	12,705	12,052	11,136
Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	0,8191	0,7984	0,7292	0,8000	0,8496	0,7923	0,7228

c) Gaszusammensetzung mit Zumischung von 5 mol% H<sub>2</sub>.

	Holland-L	Nordsee-H	Russland-H	Dänemark-H	Libyen-LNG	Nigeria-LNG	Ägypten-LNG
CH <sub>4</sub>	79,002	84,27	92,112	85,57	77,4915	86,72	92,815
N <sub>2</sub>	9,576	0,78	0,817	0,27	0,6555	0,08	0,076
CO <sub>2</sub>	1,4915	1,84	0,171	0,57			
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,838	6,58	1,3015	5,40	12,711	4,39	1,71
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,7695	1,19	0,4275	2,08	3,4865	2,49	0,209
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2185	0,27	0,1425	0,86	0,6555	1,33	0,19
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>							
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,057	0,05	0,019	0,21			
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>							
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0475	0,02	0,0095	0,06			
H <sub>2</sub>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>Summe</b>	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]	10,001	11,235	10,802	11,697	12,422	11,789	10,902
Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	0,7967	0,7765	0,7095	0,7781	0,8261	0,7706	0,7034

d) Gaszusammensetzung mit Zumischung von 10 mol% H<sub>2</sub>.

	Holland-L	Nordsee-H	Russland-H	Dänemark-H	Libyen-LNG	Nigeria-LNG	Ägypten-LNG
CH <sub>4</sub>	74,844	79,84	87,264	81,06	73,413	82,15	87,93
N <sub>2</sub>	9,072	0,74	0,774	0,25	0,621	0,07	0,072
CO <sub>2</sub>	1,413	1,75	0,162	0,54			
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,636	6,24	1,233	5,11	12,042	4,16	1,62
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,729	1,13	0,405	1,97	3,303	2,36	0,198
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,207	0,25	0,135	0,81	0,621	1,26	0,18
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>							
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,054	0,05	0,018	0,20			
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>							
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,045	0,02	0,009	0,05			
H <sub>2</sub>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>Summe</b>	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]	9,659	10,827	10,418	11,265	11,951	11,352	10,513
Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	0,7593	0,7402	0,6767	0,7416	0,7871	0,7346	0,6709