

Abschlussbericht

Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen

Februar 2014

Gert Müller-Syring

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Marco Henel

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

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

Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen

Abschlussbericht
DVGW-Förderkennzeichen G 1-02-12

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	4
1 Ziele.....	5
2 Methodik	6
3 Wissensstand zur Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz.....	7
3.1 (1) Ferngasleitungen.....	7
3.2 (2) Gasturbinen	8
3.3 (3) Verdichterstationen.....	8
3.4 (4) Kavernenspeicher / (5) Porenspeicher	9
3.5 (6) Komplettierungstechniken / Obertage-Anlagen	10
3.6 (7) Kugel-, Röhrenspeicher und Tanks	10
3.7 (8) Gaszähler	11
3.8 (9) Mengenumwerter.....	12
3.9 (10) Prozessgaschromatographen.....	12
3.10 (11) Gasdruckregelanlagen.....	13
3.11 (12) Rohrleitungen zur Gasverteilung aus Stahl	14
3.12 (13) Rohrleitungen zur Gasverteilung aus Kunststoff.....	15
3.13 (14) Dichtungen, Membranen / (15) Verbindungen.....	15
3.14 (16) Gasströmungswächter / (17) Armaturen / (18) Hausinstallation	15
3.15 (19) Erdgastankstellen	16
3.16 (20) Erdgasfahrzeuge: CNG1-Tanks	17
3.17 (21) Erdgasfahrzeuge: Motoren	17
3.18 (22) Blockheizkraftwerke.....	18
3.19 (23) Atmosphärische Brenner	19
3.20 (24) Gebläsebrenner / (25) Großbrenner / (26) Brennwertkessel	19
3.21 (27) Gasherde.....	20
3.22 (28) Brennstoffzellen.....	21
3.23 (29) Stirlingmotoren	21
4 Weitere Informationen zur Wasserstofftoleranz	23
4.1 Erdgas als Arbeitsmedium	23
4.2 Durchmischungsverhalten an der Einspeisestelle.....	25
4.3 Odormittel / Einfluss von Ablagerungen auf mögliche Stahl- / Wasserstoff- Interaktionen	25
4.4 Detektion von Austritten	26
4.5 Brennwertverfolgung im Verteilnetzen (Abrechnung).....	27
4.6 Kathodischer Korrosionsschutz.....	27
4.7 Materialverträglichkeiten	28
4.8 Ausbreitungsverhalten	28
4.9 Rohrleitungsbrände.....	28
4.10 Zündgrenzen.....	28

4.11	Explosionen	29
4.12	EX-Schutz	29
4.13	Negativer Joule-Thomson-Effekt.....	29
4.14	Taupunktmessung	30
5	Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz und zeitliche Bewertung	31
5.1	Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz von 10 Vol.-%	31
5.1.1	Empfehlungen für Elemente im Gastransport, der Gasspeicherung, sowie Gasmessung- und –regelung	31
5.1.2	Empfehlungen für Elemente in der Gasverteilung und –anwendung	35
5.2	Zeitlich Bewertung zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz im Bereich von 10 Vol.-%	39
6	Zusammenfassung	41
7	Literaturverzeichnis.....	42

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

AB	Arbeitsblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energie/en
EE-CH ₄	Methan aus Methanisierung unter Verwendung erneuerbarer Energien und CO ₂ überwiegend nachhaltiger Herkunft
FID	Flammen-Ionisations-Detektor
GEG	Gasendgeräten
GDRA	Gasdruckregelanlagen
H	Atomarer Wasserstoff
HAL	Hausanschlussleitungen
He	Helium
H ₂	Molekularer Wasserstoff
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
NO _x	Stickoxide
PBG	Projektbegleitgruppe
PGC	Prozessgaschromatograph/en
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtG	Power-to-Gas
UGS	Untergroundspeicher
VCI	Verband der Chemischen Industrie e.V.
VLS	Volllaststunden

1 Ziele

Wesentliches Ziel dieses DVGW-Kleinvorhabens ist es den aktuellen Stand des Wissens bezüglich der Toleranz der bestehenden Gasinfrastruktur gegenüber Wasserstoff (H_2) in Deutschland zu aktualisieren und die Etablierung eines gemeinsamen Standpunktes der Gaswirtschaft / Industrie zu unterstützen. Hierzu wird ein zweistufiges Verfahren favorisiert.

1. Aus den laufenden bzw. abgeschlossenen Projekten (z.B. DVGW G1-07-10 „*Energiespeicherkonzepte*“) werden Erkenntnisse in die Fachgremien und die Industrie kommuniziert.
2. Bei den Adressaten vorhandene Erfahrungswerte und Hinweise auf ggf. noch nicht untersuchte H_2 -sensible Komponenten sowie weiterführende Erfahrungen aus laufenden Pilotprojekten abgefragt und in die Wissensbasis integriert.

Durch diese Herangehensweise wird der aktuelle Wissensstand transparent und etwaiger Klärungsbedarf identifiziert. Ferner wird damit aufgezeigt, welche Interessensvertreter in die Klärung noch offener Fragestellung eingebunden werden könnten z.B. H_2 -Grenzen für CNG-Trucks, Gasturbinen, Prozessgaschromatographen (PGC), Unterspeicher (UGS) usw.

2 Methodik

Im folgenden Kapitel 3 und 4 ist der aktuelle Wissensstand zur H₂-Toleranz im Gasnetz, welcher insbesondere im Rahmen des DVGW-F&E Vorhabens G1-07-10 („*Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*“) inventarisiert wurde, zusammenfassend dargestellt. In Kapitel 3 entspricht die laufende in Klammern dargestellte Nummer der Zuordnung der Elemente in der Überblicksmatrix zur H₂-Verträglichkeit (Kapitel 5.1).

Grundlagen für den aktuellen Wissensstand bilden Ergebnisse aus F&E-Vorhaben, Angaben von Herstellern, Erfahrungswerte von Netzbetreibern und den Rückläufen aus den technischen Gremien des DVGW sowie der Industrie. Es wurden die H₂-Toleranzen für unterschiedliche H₂-Konzentrationsbereichen recherchiert, wobei der Schwerpunkt bei der Informationsverifizierung auf mittelfristig erwartbaren H₂-Konzentrationen im Bereich von 0 bis 10 Vol.-% liegt.

Die Konzentrationsangaben der einzelnen Elemente basieren teilweise auf eigenen Untersuchungen, Projekterkenntnissen sowie Recherchen zu reinem H₂. Im Rahmen des F&E-Vorhabens G1-07-10 wurde der Effekt von schwankenden H₂-Konzentrationen (z.B. 0 bis 10 Vol.-% H₂) auf die Performance der Elemente überwiegend nicht betrachtet. Brennwertschwankungen z.B. aufgrund von kurzfristigen Gasbeschaffenheitsänderungen sind in der Praxis unumgänglich und es wird erwartet, dass diese in der Zukunft zunehmen [1]. In künftigen Arbeiten muss der Einfluss der schwankenden H₂-Konzentrationen untersucht weiter werden, sowohl in der Amplitude als auch auf die Frequenz der Schwankung.

In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind die wesentlichen Elemente der Erdgasinfrastruktur und deren ermittelte H₂-Verträglichkeit dargestellt.

Die erforderlichen Maßnahmen zur Herstellung einer H₂-Toleranz bis 10 Vol.-% sind in Kapitel 5.1 zusammengefasst und entsprechend in Kapitel 5.2 zeitlich bewertet.

3 Wissensstand zur Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz

3.1 (1) Ferngasleitungen

Untersuchungen von typischen Rohrleitungsstählen für Ferngasleitungen (z.B. X42, X70) zeigten in Laboruntersuchungen lediglich marginale Veränderungen bezüglich der Risswachstumsgeschwindigkeiten bei H₂-Konzentrationen bis 50 Vol.-%. Dennoch wird empfohlen bei H₂-Konzentrationen im Gasnetz, die den einstelligen Volumenprozentbereich überschreiten, im Rahmen von intelligenten Molchfahrten und Integritätsbewertungen das Feature „Riss“ zu berücksichtigen [2]. Für Altwerkstoffe (zzgl. Schweißnähte) im Zusammenhang mit aktuellen Betriebsbedingungen (Druck) sollten die H₂-Verträglichkeiten individuell überprüft und bei kritischen Ergebnissen Handlungsbedarf ab bestimmten H₂-Konzentrationen definiert werden.

Im Bereich der H₂-Einspeisung können Konzentrationen bis 100 % H₂ auftreten und Einflüsse auf Leitungsstähle und Schweißnähte ausüben. Bis zu einer Entfernung von etwa 100xDN erfolgt im Regelfall (turbulente Strömung im Transportnetz) die vollständige Durchmischung ohne Mischer. Bei stationären Betriebsverhältnissen (Einspeisung im Leitungsabschnitt überschreitet Abnahme) kann sich der H₂-Anteil lokal wesentlich erhöhen. Dies ist entsprechend zu untersuchen und bei kritischen Ergebnissen Handlungsbedarf zu definieren. Diese Problematik wird im HYPOS Projekt adressiert. [3]

In [4] und [5] sind Stähle aufgeführt, die für einen Einsatz von reinen H₂ und für Erdgas-H₂-Gemische / Syngas geeignet sind. Die Merkblätter nach [5] kennzeichnen die für die *Technische Regel für Rohrfernleitungen (TRFL)* Normenwerk zulässigen Stahlsorten. Das TRFL-Normenwerk deckt als Medium auch H₂ ab.

Hinsichtlich der Ermüdungsrisssbildung gilt eine Zugabe von 25 Vol.-% H₂ zum Erdgas für die Leitungsrohrgüte X52 und 50 Vol.-% H₂ für die Güte X70 als unkritisch. In reinem H₂ wurde bei hohen Spannungsintensitäten eine Zunahme der Risswachstumsgeschwindigkeit festgestellt, die jedoch für die im Betrieb (z.B. Druck) vorliegenden Belastungen als akzeptabel gilt. Untersuchungen an (API X80-Stählen) zeigten keinen Einfluss von reinem H₂ auf die mechanischen Kennwerte (Zugfestigkeit, Streckgrenze). Eine Abnahme der Bruchzähigkeit sowie eine Zunahme der Risswachstumsgeschwindigkeit wurden jedoch auch hier beobachtet. [2], [6], [7]

Risse in Rohrleitungen können heute nur sicher von Ultraschallmolchen detektiert werden, die sich jedoch in Gasleitungen häufig nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand einsetzen lassen. Die Entwicklung von Technologien, welche Risse sicher in Gasleitungen (ohne die Verwendung von flüssigen Kopplungsmedien) detektieren, sind in der Entwicklungs- / Erprobungsphase. In Ergänzung zu den Inspektionstechnologien sind konservative Rissfortschrittsberechnungen unter Berücksichtigung der zeitlich veränderlichen Lasten zur Berücksichtigung einer möglichen Rissbildung / -ausbreitung sowie Überwachungsstrategien mittelfristig zu entwickeln.

Absperrrichtungen bestehen u.a. aus hochfesten Stählen auf die die bisher zusammengefassten Erkenntnisse nur bedingt übertragbar sind. Seitens der konsultierten Netzbetreiber werden jedoch bis zu einer Konzentration von 10 Vol.-% H₂ keine sicherheitsrelevanten Probleme erwartet.

Weiterhin kann auf aktuelle Erfahrungen mit H₂-reichen Gasen in Kokereigasnetzen referenziert werden. In diesen Netzen werden Gase mit einem Anteil von bis zu 67 Vol.-%

H₂ transportiert [8]. In einigen Industriebereichen werden seit Jahrzehnten die gleichen Werkstoffe für 100 % H₂ bis PN 10 installiert, die auch für Erdgas eingesetzt werden. Es konnten in diesen Anwendungsfällen keine Anzeichen identifiziert werden, die den Schluss nahe legen, dass H₂ in diesem Bereich zu Materialeinschränkungen geführt hat [9].

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein akuter Handlungsbedarf. Für Altwerkstoffe sollten die H₂-Verträglichkeiten individuell überprüft und bei kritischen Ergebnissen Handlungsbedarf definiert werden.

3.2 (2) Gasturbinen

Im DVGW-Arbeitsblatt (AB) G 260 (Weißdruck, März 2013), welches auf das DVGW-AB G 262 verweist, wird formuliert, dass Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern empfindlich auf H₂ reagieren können. Aus diesem Grund wird die H₂-Konzentration bei Gasturbinen von den Gasturbinenherstellern auf 5 Vol.-%, teilweise auf 1 Vol.-% limitiert. Eine Erweiterung des Anwendungsbereiches ist nicht ausgeschlossen und liegt in der Verantwortung der Hersteller.

Ein Test im Labor von Gasturbinen mit 9 Vol.-% H₂ im Brenngas wurde bei Solar Turbines durchgeführt. Solar betont hierbei die besonderen Umstände unter Laborbedingungen. Solche positiv durchgeführten Tests können nicht alle Betriebszustände im Realbetrieb widerspiegeln. Solar Turbines begrenzt die H₂-Konzentration für die bestehende Maschinenflotte auf max. 4 Vol.-%.

Im Oktober 2011 hat die Firma Siemens im Nachgang zu einem GERG-Workshop über die Verbrennung von Erdgas-H₂-Gemischen mitgeteilt, dass deren Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis ca. 50 MW_{el} für einen H₂-Anteil bis 10 Vol.-% geeignet sind. Auf der *gat (Gasfachliche Aussprachetagung)* im September 2012 gab Siemens eine H₂-Toleranz von 15 Vol.-% bei ihren neuesten Gasturbinen (Typ: SGT700 und SGT800) bekannt. Allerdings wurde in einem Teststand mit einer SGT700 nur einer von 18 Brennern mit H₂-Erdgas-Gemisch beschickt. [10], [11], [12]

Auch wenn es, rechtlich unverbindliche, Äußerungen einzelner Hersteller gibt, die auf eine höhere H₂-Toleranz hindeuten, ist aus heutiger Sicht ein sicherer und auch aus rechtlicher Sicht unbedenklicher Betrieb von Gasturbinen im Hinblick auf die betriebene Maschinenflotte mit einer Konzentration von bis zu 1 Vol.-% H₂ im Brenngas möglich, darüber hinaus müssen Gewährleitungen der Hersteller spezifisch überprüft werden. Für höhere H₂-Zusatzkonzentrationen stehen neue Anwendungstechniken der Hersteller zur Verfügung, wobei im Rahmen von zukünftigen Anpassungsmaßnahmen Gasturbinen im Altbestand ausgetauscht werden. Erste Schätzungen (einmalige Investition von 75 Mio. EUR bis 10 Vol.-% H₂) für eine Anpassung der Gasnetze wurden im *Gasnetzentwicklungsplan 2012* vorgenommen. Diese bedürfen jedoch einer genauen Analyse und Untersetzung. [13], [14], [15]

3.3 (3) Verdichterstationen

Mit steigendem H₂-Anteil im Erdgas nimmt der Energieinhalt ab. Wenn der H₂-Anteil 10 Vol.-% beträgt, reduziert sich der Heizwert bei den in Deutschland verteilten Erdgasen um ca. 6 % (russisches Erdgas-H). Der geringere Energieinhalt muss, wenn die gleiche

Energiemenge geliefert werden soll, durch höhere gelieferte Menge kompensiert werden. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsaufnahme des Verdichters zunimmt. Anhand eines Berechnungsbeispiels¹, ist ersichtlich, dass die Leistung mit zunehmendem H₂-Anteil überproportional zunimmt. Für einen H₂-Anteil von 10 Vol.-% wären ca. 25 % mehr Leistung erforderlich, um die Liefer- und Transportverträge einzuhalten (Berechnungsbeispiel aus G1-10-12). Deshalb wird mehr Antriebsleistung benötigt (Austausch des Antriebs). Zusätzlich ist eine Modifikation der Arbeitsmaschine (Erdgasverdichter) erforderlich. Der zusätzliche Verdichtungsaufwand für das transportierte Energieäquivalent sollte ebenso berücksichtigt werden.

Erdgasverdichter müssen bei einer H₂-Zumischung die benötigten Drücke und Volumenströme gewährleisten. Darüber hinaus muss geklärt werden, welche Änderung oder Anpassung an den Verdichtern vorgenommen werden müssen und wie groß die Absenkung der Leistung pro H₂-Anteil ist [16]. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist eine Reduzierung bzw. eine Aussetzung der H₂-Einspeisung in Erwägung zu ziehen. Untersuchungen auf die dadurch resultierenden Auswirkungen auf das Kapazitätsgerüst und auch insbesondere auf die Transportfähigkeit in Höchstlastsituationen (dies gilt sowohl für kalte Wintertage als auch für Zeiten höherer Außentemperatur) wurden bis dato nicht durchgeführt und sind entsprechend noch zu erarbeiten.

Modifizierungen von Wärmeübertragern (Kühler) nach den Verdichtern sind nicht notwendig. Bei einer Zumischung von H₂ zum Erdgas reduziert sich der *Joule-Thomson-Effekt*. Bei geringen Konzentrationen ist dieser Effekt nur sehr moderat ausgeprägt. Bei einer Druckerhöhung von 30 bar sind geringe Auswirkungen (Temperaturverringering infolge des H₂) zu erwarten. Ein Berechnungsbeispiel mit russischem Erdgas-H zeigt eine Temperaturverringering von 1,3 K bei einem H₂-Anteil von 20 Vol.-%. Es sind somit keine Modifikationen an Wärmeübertragern und Heizungsanlagen notwendig. [17]

Neben den rein technischen Fragestellungen hinsichtlich der Auswirkungen auf die Transportkapazitäten sind insbesondere Aspekte wie Gasbeschaffenheiten im gesamten Transportsystem und an den Grenzen zu weiteren Netzbereichen zu berücksichtigen. Strömungsmechanische Untersuchungen haben ergeben, dass bereits kleinere H₂-Konzentrationen (1 bis 10 Vol.-%) sich in erheblichem Maße verteilen können. Dies bedeutet, dass beispielsweise Einspeisungen von H₂ im Norden Deutschlands auch in weit entfernte Netzbereiche, wie beispielsweise den im Süden Deutschland befindlichen Aquiferspeichern zu erwarten sind. Darüber hinaus sind H₂-haltige Erdgasströme auch ins angrenzende Ausland nicht auszuschließen – hier sind die international gültigen Regelungen zu Gasbeschaffenheiten zu berücksichtigen. [13]

3.4 (4) Kavernenspeicher / (5) Porenspeicher

Bis Anfang der 90er wurde in Ostdeutschland Stadtgas mit einem H₂-Gehalt bis zu 55 Vol.-% in verschiedene Untergrundspeichertypen, z.B. Aquiferspeicher (Porenspeicher), ehemalige Lagerstätten und Kavernenspeicher, ähnlich aktuellen Druckbedingungen eingespeist. Der Speicherprozess war technisch beherrschbar. Probleme sind vorwiegend bei der Speicherung von Stadtgas in Aquiferspeichern dokumentiert. Dort traten Gasverluste und Korrosion auf. Dennoch war ein Speicherbetrieb möglich.

¹ Berechnungsbeispiel: DN 1000, Länge: 250 km, Volumenstrom 1 Mio. m³/h, 10 Vol.-% H₂

Aufgrund der bei Gasspeicherunternehmen existierenden Erfahrungen, sowie auf Grundlage erster Analysen bieten Kavernenspeicher aus jetziger Sicht bessere Voraussetzungen für die H₂-Speicherung als Porenspeicher.

Konzepte zur Speicherung von H₂ in Salzkavernen erscheinen derzeit aus mehreren Gründen eher realisierbar als in Aquiferstrukturen. Zum einen ist die für ein Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche in Kavernen geringer als in Porenraumspeichern und zum anderen sind keine „Sonden-Plugging-Probleme“ wie im Falle einer Porenraumspeicherung zu erwarten.

Zum Einfluss von H₂ auf unterirdische Porenspeicher liegen bisher nur wenig generalisierbare Erfahrungen vor. Bekannt ist jedoch die Stimulation mikrobiologischer H₂S-Bildung und Korrosion in feuchter Umgebung.

Die Speicherung von reinem H₂ in Salzkavernen in den USA und UK belegt die prinzipielle Machbarkeit, dennoch ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland höhere Anforderungen an die Technologie gestellt werden und somit die Erfahrungen nicht direkt übertragbar sind. [18]

Eine Entmischung der eingespeicherten Gase ist aus wissenschaftlicher (Braunsche Molekularbewegung) / Erfahrungen aus Stadtgas-UGS) Sicht nicht zu erwarten.

In einem DGMK-Projekt wird der Effekt von H₂-Gehalten auf UGS untersucht. Ein weiteres Projekt „Underground Sun Storage“ (RAG Rohöl-Aufsuchungs AG) zur Verträglichkeitsuntersuchung eines Porenspeichers ist im Oktober 2013 gestartet. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

3.5 (6) Komplettierungstechniken / Obertage-Anlagen

In Deutschland gelten sehr hohe und allgemein akzeptierte Standards bei der Komplettierungstechnik und Obertage-Anlagen zur Speicherung von Erdgas. Bei der Speicherung von H₂ würde sich der prinzipielle Aufbau einer Komplettierung nicht verändern. [18]

In dem Projekt „Underground Sun Storage“ (RAG Rohöl-Aufsuchungs AG) sind materialtechnische Fragestellungen zur H₂-Verträglichkeit verankert. Das Projekt ist im Oktober 2013 gestartet. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

3.6 (7) Kugel-, Röhrenspeicher und Tanks

Zur Bewertung von oberirdischen Speichern können aufgrund der verwendeten Materialien Analogieschlüsse zu Ferngasleitungen angesetzt werden. Allerdings werden Tanks zyklisch belastet, was aber in den Bewertungen der Ferngasleitungen in [2] ebenfalls berücksichtigt wurde. Darüber hinaus gibt es entsprechende Werkstoffe, die für eine H₂-Konzentration von 100 % geeignet sind. Weiterhin wurde eine Vielzahl von oberirdischen Speichern (z.B. Kugelbehälter) in Zeiten der Stadtgasversorgung errichtet und besitzen eine Zulassung für Stadtgas teilweise mit druckseitigen Einschränkungen. Die chemische Industrie hat oberirdische Speicher für 100 % H₂ bis 225 bar im Einsatz. Diese Speicher sind für die Bevorratung von H₂ geplant und aus dafür geeignetem Stahl gefertigt worden. [8], [9], [17], [19]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

3.7 (8) Gaszähler

Grundsätzlich ist eine H₂-Toleranz entsprechend dem Messprinzip bei hohen H₂-Konzentrationen zu differenzieren in:

- Zähler deren Messprinzip nicht auf Stoffeigenschaften des Gases beruhen (Balgengaszähler, Drehkolbenzähler, Turbinenradzähler, Wirbelgaszähler)
- Zähler deren Messprinzip auf Eigenschaften des Gases beruhen (Ultraschallgaszähler, Coriolisgaszähler, thermische Gaszähler)

Im DVGW-Projekt G3-02-12 *"Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung"*, werden die Messprinzipien von Gaszähler für H₂-Konzentrationen von 10 und 100 Vol.-% bewertet. Ein Einsatz von Gaszählern bis 10 Vol.-% H₂ wird unter Berücksichtigung der Auslegungsparameter (z.B. Mindestfließgeschwindigkeit, Mindestdruck) von den Herstellern als unkritisch eingeschätzt. Hierzu wurde mit Hilfe von 14 Herstellern eine Bewertung der H₂-Verträglichkeit von Gaszählern vorgenommen. Dabei wurden insgesamt 21 Gaszähler im Hochdruck- und Haushaltsbereich bewertet. Grundlegend ist dabei festzuhalten, dass alle Hersteller eine Eignung ihrer Zähler bis 10 Vol.-% H₂ auch im Rahmen der Eichfehlergrenze angegeben haben. Teilweise sind sogar einige Gaszähler bis 100 % H₂ mit und ohne Einschränkungen geeignet. Eine Überprüfung und Berücksichtigung der Messbereiche und Betriebsparameter bis 10 Vol.-% H₂ wird dennoch empfohlen. Auch die Verkürzung der Solllebensdauer von Gaszählern kann nach Herstellerangaben bei 10 Vol.-% H₂ derzeit nicht bestätigt werden. Entsprechend der Umfrage sind teilweise praktisch auch Prüfstandversuche vorgenommen wurden.

Im EU-Projekt NATURALHY wurden BGZ mit einem 50:50 Gemisch aus H₂ und CH₄ geprüft. Insgesamt betragen die Messfehlerabweichungen weniger als 2 %. Eine Anpassung der BGZ ist demnach nicht notwendig. [20]

In einem weiteren experimentellen Versuch wurde im Hochdruckgaszählerprüfstand *pigsar*TM untersucht, inwiefern die Anreicherung von Erdgas mit H₂ TRZ und USZ beeinflusst oder zu einem systematischen Einfluss führen kann. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass eine Beeinflussung des Messverhaltens des TRZ durch die H₂-Zugabe bis 10 Vol.-% praktisch ausgeschlossen werden kann. Ebenso war eine Beeinflussung des USZ bei einer guten Vermischung nicht zu erkennen. Dazu werden weitere Messkampagnen empfohlen, inwiefern inhomogene Durchmischungen (z.B. Mischfahnen, Pfropfenströmung) das Messverhalten beeinflussen können. [21]

Aus materialtechnischer Sicht kann ausgesagt werden, dass eine Beständigkeit der Komponenten bis 10 Vol.-% H₂ und der verwendeten Drücke gegeben ist. Sicherheitstechnisch sind bis 10 Vol.-% H₂ 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 (He) ist dennoch erforderlich und wird empfohlen. Für neue Gaszähler sind insbesondere die Hersteller sowie die Anpassung der Prüfgrundlagen (auch DVGW-Cert) für Gaszähler gefordert.

In der Handreichung der *Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)* „Wasserstoff im Erdgasnetz“ wird auf den Einsatz von zugelassenen Gaszählern beliebiger Technologie bis

5 Vol.-%. Gaszähler hingewiesen. Diese Gaszähler müssen nach DIN EN 437 mit H₂-haltigen Prüfgasen geprüft worden sein und sind gemäß im Geltungsbereich des Eichgesetzes zugelassen, wenn in der Bauartenzulassung bzw. Konformitätsbewertung auf eine Spezifikation des Herstellers verwiesen wird, in der die Eignung für H₂-haltige Gase explizit erwähnt ist [22]. Bisher existiert nur ein Gaszähler (thermischer Gaszähler, *Firma Diehl Gas Metering GmbH*) der bis zu einer H₂-Konzentration von 5 Vol.-% eichamtlich zugelassen ist. Als Folgemaßnahme ist insbesondere die eichamtliche Zulassung weiterer Gaszähler notwendig.

Gaszähler der erdgasaffinen Branche werden auch heute bereits für H₂-haltige Gase verwendet (z.B. Kokereigas). Die Industrie setzt unterschiedliche Gaszähler, z.B. Coriolisgaszähler bis 225 bar, Turbinenradgaszähler im Niederdruck 70 mbar, Drehkolbengaszähler bis PN 10 sowie, Blenden bis PN 10 für 100 % H₂ ein. [9]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein akuter Handlungsbedarf.

3.8 (9) Mengenumwerter

Gemäß dem DVGW-Projekt G3-02-12 "*Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung*," können Mengenumwerter prinzipiell für Gasgemische von bis zu 10 Vol.-% H₂ eingesetzt werden (auch für schwankende Konzentrationen) [23]. Bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen bei der Anwendung der AGA8-Gleichung im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 % (Abweichung der K-Zahl). Mit der AGA8-Gleichung können so auch größere Zumischungen von H₂ problemlos berechnet werden. Hier wäre eine Erweiterung des Anwendungsbereichs (z.B. auf 25 Vol.-%) im DVGW-AB G 486 anzustreben. Für die Anwendung der SGERG-Gleichung und H₂-Konzentrationen größer 10 Vol.-% ist eine nachträglich Korrektur der von den Mengenumwertern bestimmten Normvolumina durchzuführen. Die Mengenumwertung ist an einen zulässigen Dichtebereich gekoppelt (DVGW-AB G 486). Die relative Dichte darf demnach nicht unter 0,55 sinken. [8]

In der Handreichung der *Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)* „Wasserstoff im Erdgasnetz“ werden Mengenumwerter thematisiert. [22]

Weitere Fragestellungen zu Mengenumwertern sind im DVGW-Projekt G3-02-12 "*Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung*," bereits Gegenstand. [23]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

3.9 (10) Prozessgaschromatographen

Die Hersteller von PCG's haben bereits die Zulassung von eichfähigen Geräten, die eine Konzentration bis 5 Vol.-% H₂ messen können, bei der *PTB* beantragt. Der Zulassungsabschluss ist bereits bei einigen Geräten erfolgt bzw. wird gegen Ende 2013 erwartet. Darüber hinaus sind Geräte in Entwicklung, welche Erdgas mit H₂-Anteilen bis zu 20 Vol.-% analysieren können.

Die derzeit für Erdgas eingesetzten PGC's, die in der Regel Helium (He) als Trägergas verwenden, können H₂ nicht eindeutig detektieren. Ein Lösungsansatz ist hier das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule mit Argon als Trägergas zur H₂-Detektion (neue Zulassung erforderlich) oder der Einsatz von neuen, für die Messung von H₂ zugelassenen, Geräten. Materialeitig sind hier keine Probleme zu erwarten. Die Geräte werden teilweise bei den Herstellern mit He geprüft.

Der Brennwert wird in der Regel mit PTB-zugelassenen PGC's – vereinzelt auch mittels Kalorimeter oder korrelative Messverfahren – gemessen. In Transportnetzen haben sich in den letzten Jahren zunehmend Brennwertrekonstruktionssysteme etabliert. Diese Systeme erlauben eine rechnerische Bestimmung des Brennwertes zu jeder Zeit und an jedem Ort im gesamten Netz. Voraussetzung hierfür sind geeichte Messwerte des Brennwertes an den Einspeisestellen sowie des Volumens an den Ein- und Ausspeisestellen.

Weitere Fragestellungen zu PGC's sind im DVGW-Projekt G3-02-12 "Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung,, bereits Gegenstand [23]. Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht Handlungsbedarf bei der Entwicklung und Zulassung von Geräten, welche H₂ messen können. Dieser Handlungsbedarf wurde von den Herstellern erkannt und die Entwicklungen und Zulassungen sind auf dem Weg. Die Umrüstung bzw. die Erneuerung durch geeignete PGC's liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber.

3.10 (11) Gasdruckregelanlagen

Gasdruckregelanlagen (GDRA) im Bestand wurden für Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt (AB) G 260 konzipiert welches auch die 1. Gasfamilie enthält (Stand: Mai 2008). Die Anlagen mussten bei geplanten Einsatz für H₂-reiche Gase spezifisch zugelassen werden, was nicht für alle Anlagen vorausgesetzt werden kann. Die Neuauflage des DVGW-AB G 260 (Weißdruck, März 2013 [24]) enthält die 1. Gasfamilie nicht mehr. Demzufolge dürfen regulatorisch gesehen GDRA nur mit Erdgas gemäß 2. Gasfamilie betrieben werden.

Die wesentlichen Komponenten der Regelanlage sind die Regler, Armaturen und die Sicherheitsabsperreinrichtungen. Diese Bauteile werden gemäß DIN EN 334 [25] (Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar) und DIN EN 14382 [26] (Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen – Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar) in den Anlagen verbaut. Der Anwendungsbereich bzgl. der Gasfamilien richtet sich in diesen Normen nach der DIN EN 437 [27] (Prüfgase – Prüfdrücke - Gerätekategorien). Bei (Prüf-)gasen der 1. und 2. Gasfamilie (Stand: Mai 2008) werden in dieser Norm in Tabelle 2 H₂-Volumenanteile in gleicher Größenordnung genannt. Die verwendeten Bauteile bestehender GDRA wurden jedoch überwiegend nur mit reinen Erdgasen (Erdgas H oder L) geprüft. Hier muss insbesondere eine Anpassung der Prüfvorschriften und die Prüfung mit H₂-haltigen Prüfgasen vorgenommen werden. Dies schließt jedoch nicht alle Bauteile und Hersteller ein, da heute bereits einige Produktspezifikationen diverser Lieferanten explizit auf die Verwendung ihrer Produkte (z.B. Gasdruckregelgerät, Armaturen) für Stadtgas und reinen H₂ hinweisen. [28]

Aus materialtechnischer Sicht wird daher die H₂-Verträglichkeit von metallischen Bauteilen in GDRA wie Stahlleitungen bis zu 30 Vol.-% H₂ vorausgesetzt. Eine H₂-Verträglichkeit von metallischen Werkstoffen für höhere Konzentrationen sollte ähnlich wie bei Transportleitungen konkret untersucht werden. Für Kunststoffe und Elastomere (Dichtungen und Membrane) kann auf Grundlage von Beständigkeitstabellen eine gute

Widerstandsfähigkeit gegenüber 100 % H₂ vorausgesetzt werden [29]. Dabei zu berücksichtigen ist, dass durch Membranen, Verbindungsstellen oder Dichtungen geringe Mengen an H₂ hindurchpermeieren, was in geringerer Größenordnung auch im Betrieb mit Erdgas auftritt. Dies ist jedoch abhängig vom H₂-Partialdruck. Ausgehend von einer zukünftig avisierten Zumischkonzentration von 10 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz sind jedoch keine materialtechnischen Probleme zu erwarten.

Unter der Vorgabe einer gleichbleibenden Energielieferung ist zu beachten, dass der Volumenstrom welcher druck- oder mengengeregelt wird sich erhöhen muss. Generell sind folgende Effekte zu berücksichtigen:

Bei einer H₂-Zumischung ist eine geringe Vorwärmeleistung aufgrund des negativen Joule-Thomson-Effekts von H₂ notwendig. Bei 10 Vol.-% H₂ im Erdgas beträgt diese etwa 86 % im Vergleich zur Druckregelung von Erdgas. Die Kapazität der GDRA würde bei dieser H₂-Konzentration auf etwa 98 % sinken. Soll die gleiche Energiemenge geliefert werden muss der Volumenstrom erhöht werden und in Folge dessen steigt die Flächenbelastung der Filter auf 110 %. Durch den Anstieg der Strömungsgeschwindigkeit kann es auch zu einer erhöhten Geräuschentwicklung kommen. Für H₂-Zumischungen bis 10 Vol.-% werden die erwarteten Effekte als unkritisch eingestuft. Für H₂-Konzentrationen über 10 Vol.-% wird ein Screening der Auslegung von Komponenten in GDRA empfohlen. [30]

Bei Regelstrecken und Sicherheitsabsperreinrichtungen ist zu beachten, dass die Durchflusskoeffizienten bei un stetiger H₂-Zumischung deutlich schwanken. Zwischen Erdgas und 100 % H₂ ist ein Faktor von drei zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass bei stark schwankenden und hohen H₂-Anteilen die Kennlinienfelder der Sicherheitsabsperreinrichtungen und Regelgeräte deutlich von der ursprünglich für reines Erdgas ausgelegten Bereiche abweichen kann. Für genauere Erkenntnisse werden Praxisuntersuchungen im hohen Prozentbereich empfohlen. Unter Umständen ist bei der H₂-Einspeisung in den betroffenen Netzabschnitten und nachgelagerten Thermoprozessanlagen eine Überprüfung der Druckstaffelung vorzunehmen. Bis 10 Vol.-% H₂ ist dieser Effekt als moderat anzusehen. [28], [31]

Weiterhin kann auf aktuelle Erfahrungen mit H₂-reichen Gasen in Kokereigasnetzen referenziert werden. In diesen Netzen werden Gase mit einem Anteil von bis zu 67 Vol.-% H₂ transportiert. Die Druckregelung erfolgt in GDRA in denen marktübliche Bauelemente installiert sind, welche vom Hersteller H₂-haltige Gase zugelassen wurden [8]. In einigen Industriebereichen werden seit Jahrzehnten die gleichen Druckregelgeräte für 100 % H₂ bis PN 10 verbaut, die auch für Erdgas eingesetzt werden. Es konnten keine Anzeichen identifiziert werden, die den Schluss nahe legen, dass H₂ in diesem Bereich zu Material- und Funktionseinschränkungen geführt hat [9].

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein technischer Handlungsbedarf. Es muss jedoch eine Anpassung der Prüfgrundlagen und Zertifikate von Bauteilen im Hinblick auf die max. zul. H₂-Konzentration (Hersteller, DVGW-Cert) vorgenommen werden.

3.11 (12) Rohrleitungen zur Gasverteilung aus Stahl

Siehe aktueller Wissensstand Kapitel 3.1.

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

3.12 (13) Rohrleitungen zur Gasverteilung aus Kunststoff

Bei Verteilungsleitungen aus PVC oder PE und Rohrleitungen, welche mit Inliningverfahren saniert wurden, kann von einer sehr hohen H₂-Verträglichkeit ausgegangen werden. Die Permeation ist aus sicherheitstechnischer Betrachtung auch bei 100 % H₂ unbedeutend. Es wurde keine Beeinflussung des Alterungsprozesses von PE-Materialien durch die Anwesenheit von H₂ im verteilten Medium festgestellt. [2], [17], [29]

Sanierte Verteilungen, wie z.B. ein Rohr in Rohr-System, sollten auf Grundlage von praktischen Untersuchungen (noch erforderlich) bewertet werden. [17]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

3.13 (14) Dichtungen, Membranen / (15) Verbindungen

Der Effekt von H₂ auf Dichtungen, Membranen und Verbindungen wird aufgrund von Werkstoffverträglichkeitstabellen und industriellen Richtlinien zu „good practices“ [4] als unbedenklich eingestuft. Im konkreten Anwendungsfall sind jedoch Materialbeständigkeiten zu überprüfen und Einschätzungen hinsichtlich möglicher Leckagen und Permeationsverluste durchzuführen. H₂-haltige Gase werden in den Armaturnormen nach DIN (z.B. DIN EN 1333) nur in den Druckbereichen (z.B. 1, 6, 10 bar) unterschieden. Diese können vom Hersteller eingeschränkt werden. Die 1. Gasfamilie (H₂-haltige Gase) muss nicht zugelassen werden. Für neue Werkstoffe sind insbesondere die Hersteller sowie die Anpassung der Prüfgrundlagen (auch DVGW-Cert) für Dichtungen gefordert. [17]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein technischer Handlungsbedarf.

Ein Projekt zur Untersuchung der H₂-Verträglichkeit von Dichtungen und Membranen befindet sich in Vorbereitung.

3.14 (16) Gasströmungswächter / (17) Armaturen / (18) Hausinstallation

Armaturen, Gashausinstallationen und Gasströmungswächter werden prinzipiell für Gase nach DVGW-AB G 260 konzipiert, müssen aber für H₂-haltige Gase zugelassen werden (1. Gasfamilie, Stand: Mai 2008), wenn eine entsprechende Verwendung vorgesehen ist. Die verwendeten Bauteile wurden jedoch überwiegend nur mit reinen Erdgasen (Erdgas H oder L) geprüft. Hier muss insbesondere eine Anpassung der Prüfvorschriften z.B. die Prüfung mit H₂-haltigen Prüfgasen, vorgenommen werden. Es gibt aber bereits Produkte diverser Lieferanten mit Spezifikationen die eine Verwendung der Produkte (z.B. Armaturen) für Stadtgas und reinen H₂ zulassen. [28]

Im Industriebereich werden Sigraflex-Hochdruckdichtungen mit VA Innenbördel als Standarddichtung für unterschiedliche Drücke (70 mbar ... 1.000 bar) und 100 % H₂ eingesetzt. Wegen Undichtigkeiten in der Vergangenheit werden heute alternativ NBR-Dichtungen mit Stahleinlage und Gaszulassung verbaut [9]. Diese Erfahrungen können nur

bedingt auf die Gasinfrastruktur übertragen werden da Drücke und Gaszusammensetzungen verschieden sind.

Gasströmungswächter in Hausanschlussleitungen reagieren auf einen zusätzlichen Volumenstrom, der entsteht, wenn z.B. die Gasleitung durch Beschädigung von einem höheren Durchfluss durchströmt wird als vom Auslegungsvolumenstrom (Nenndurchfluss). Dabei kommt es in der Gasleitung hinter dem Gasströmungswächter zu einem Druckabfall und damit zu einer Druckdifferenz auf beiden Seiten. Diese Druckdifferenz bewegt den Verschlusssteller gegen eine Federkraft in den Ventilsitz und unterbricht damit die Gaszufuhr der nachfolgenden Leitungen. Eine Zumischung von H_2 hat zur Folge, dass sich die Strömungseigenschaften des Grundgases ändern. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H_2 erhöht sich der Volumenstrom bei gleicher Energieliefermenge um etwa 10 % [30]. Demzufolge wird der Gasströmungswächter sensibler reagieren, vorausgesetzt dieser ist im Betriebszustand auf den Nenndurchfluss eingestellt. Nach theoretischen Berechnungen ist jedoch keine Beeinflussung auf die Sicherheit von Gasströmungswächtern zu erwarten. Es besteht dennoch Untersuchungsbedarf bei Gasströmungswächtern in den Bereichen Schließvolumenstrom, absicherbare Länge und Überströmmenge auch bis 10 Vol.-% H_2 , da bei einigen installierten Gasströmungswächtern Schließreaktionen aufgrund geringer Strömungsänderungen registriert wurden. Dazu sind Praxisuntersuchungen bei Gasströmungswächtern erforderlich. Es ist anzunehmen, dass Gasströmungswächter nur mit reinen Erdgasen oder Luft getestet werden. Eine Prüfung der Anpassung der Prüfvorschriften sollte in diesem Zusammenhang vorgenommen werden. [8]

Bei einigen Gasströmungswächtern wird die Verwendung von 100 % H_2 von Herstellern erlaubt, aber nur mit der Angabe, dass die Gasdichte nicht garantiert werden kann. Bis zum heutigen Tage gab es nach Angaben keine negativen Rückmeldungen von den Nutzern [32].

Grundlegend kann bei einer avisierten H_2 -Konzentration von 10 Vol.-% von einer Toleranz bei Armaturen und Hausinstallation ausgegangen werden. Bei Gasströmungswächtern sind praktische Untersuchungen durchzuführen und weiteren Handlungsbedarf zu bewerten.

3.15 (19) Erdgastankstellen

Die eingesetzten Kompressoren sind auf den Einsatz für Erdgase nach DVGW-AB G 260 ausgelegt. Höhere H_2 -Gehalte müssen daher bei der konstruktiven Auslegung der Anlagentechnik (z.B. Kompressoren) berücksichtigt werden. Für die Flaschenspeicher muss die Betriebssicherheitsverordnung (Verkürzung der Prüffrist um 50 %) entsprechend angepasst werden. Eine Erhöhung des Feuchtegehaltes (möglicher Elektrolyteintrag durch die H_2 -Einspeisung) würde zu einer inneren Prüfung nach spätestens fünf Jahren führen. Ähnliche Diskussionen zur Verkürzung der Prüffristen wurden auch bei der Einführung von Erdgasfahrzeugen geführt. Die Motivation der Hersteller und Verbraucher könnten in diesem Zusammenhang zur Herstellung bzw. Anschaffung von Erdgasfahrzeugen abnehmen. [33]

Hinsichtlich einer avisierten H_2 -Zumischung von 10 Vol.-% muss überprüft werden, inwiefern diese Konzentration Auswirkungen auf die Komponenten hat.

3.16 (20) Erdgasfahrzeuge: CNG1-Tanks

In der DIN 51624 und ECE-Regelung 110 ist ein Grenzwert für H₂ von 2 Vol.-% angegeben (Tanks in Erdgasfahrzeugen). Die möglichen H₂-Effekte auf die für Stahl CNG-Tanks eingesetzten Werkstoffe wurden in einem laufenden F&E-Vorhaben (Erdgasmobil / ERG) untersucht.

Es bestehen nach erster technischer Analyse realistische Potenziale bei der Ausweitung dieses sehr konservativen Grenzwerts (2 Vol.-%). Der für die Tanks verwendete Stahl ist, wenn Festigkeiten von 950 MPa nicht überschritten werden und die innere Oberfläche vor Inbetriebnahme inspiziert wird, für reinen H₂ empfohlen. Es ist davon auszugehen, dass die Überschreitung der Zugfestigkeit von 950 MPa, auch wenn die innere Oberfläche nicht geprüft wird, eine Reduzierung des zulässigen H₂-Anteils von 100 auf 2 Vol.-% nicht gerechtfertigt. Dies zeigen auch erste Analogieschlüsse zu Untersuchungen an Rohrleitungsstählen. [34], [8]

Eine Erhöhung des Grenzwertes für H₂, hätte wahrscheinlich eine Verkürzung der Prüfzeiten für die Speichertanks zur Folge. Potentiell fehlerhafte Innenflächen und generell die zyklische Belastung der Tanks sind weitere Faktoren, die die H₂-Toleranz negativ beeinflussen.

Die offenen Fragestellungen sollen im Rahmen eines geplanten DVGW-Projektes „Untersuchungen zur Erhöhung der regulatorisch festgelegten Wasserstoffgrenze (2 Vol.-%) von CNG-Tanks für Erdgasneufahrzeuge“ analysiert und im Nachgang ggf. erforderliche Untersuchungen und regulatorische Anpassungen vorgenommen werden.

3.17 (21) Erdgasfahrzeuge: Motoren

Es existieren zahlreiche europäische Forschungsergebnisse zur H₂-Gemischanwendung bei Erdgasfahrzeugen. Bei H₂-Anteilen von bis zu 20 Vol.-% werden hier keine wesentlichen Probleme gesehen.

Es konnte nachgewiesen werden, dass sich geringe H₂-Gehalte (bis 20 Vol.-%) im Erdgas positiv auf die Verbrennungseigenschaften (erweiterte Zündgrenzen und höhere Flammengeschwindigkeiten) auswirken. Die Schadstoffemissionen z.B. Kohlenstoffdioxid (CO₂), Stickoxide (NO_x) konnten gegenüber Diesel und auch Erdgas deutlich gesenkt werden.

Die hohe Flammengeschwindigkeit des H₂ beeinflusst den Verbrennungsverlauf jedoch nicht unwesentlich, so dass eine Zündzeitpunktanpassung ggf. bei hohen H₂-Konzentrationen (20 Vol.-% H₂) notwendig ist. Die Verminderung der Methanzahl (MZ) kann bei Gasen mit niedriger Basismethanzahl (z.B. Nordsee-Gas, schwere LNG-Sorten) zu Problemen führen, wodurch die Zumischrate begrenzt werden kann (Methanzahl kann bei 10 Vol.-% H₂ unter MZ 70 betragen). [17], [35]

Seit September 2003 werden Standartbusse in Malmö erfolgreich mit Hythan, bestehend aus 8 Vol.-% H₂ und 92 Vol.-% Erdgas, betrieben. In einem weiteren Schritt sollen diese Busse umgerüstet werden, so dass diese mit 20 Vol.-% H₂ betrieben werden können. Dazu sind Modifikationen des Steuerbussystems sowie kleinere Abänderungen des Motors auf Grund der Anpassung des Motors an die höheren H₂-Konzentrationen erforderlich. [36]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf, bei Gasen mit geringer initialer MZ können weitere technische Maßnahmen erforderlich sein.

3.18 (22) Blockheizkraftwerke

Die höhere Flammengeschwindigkeit wirkt sich grundsätzlich positiv auf den Wirkungsgrad jedoch negativ auf die NO_x-Emissionen (stöchiometrisch betriebenen Motoren) aus. Die erweiterte Zündgrenze des Gemisches in Verbindung mit der höheren Flammengeschwindigkeit ermöglicht einen effizienten Betrieb bei sehr mageren Gas / Luftgemischen. Bei Magermotoren lässt sich daher ein Anstieg der NO_x-Emissionen vermeiden. Die magere Verbrennung kann allerdings das Arbeitsvermögen des Turboladers beeinträchtigen und Leistungseinbußen zur Folge haben.

Bei Anteilen bis 10 Vol.-% H₂ werden nur moderate Effekte erwartet.

Bei Neuanlagen bzw. große Blockheizkraftwerke (BHKW) (> 50 kW) sind bei entsprechender Motorauslegung aufgrund der guten Brenneigenschaften des H₂ bei Zumischraten bis 20 Vol.-% keine Probleme zu erwarten. Die Motoren dieser BHKW's sind üblicherweise mit (Klopf-) Sensoren zur Erkennung von unregelmäßigem Verbrennungsablauf ausgerüstet und werden im Betrieb durch Änderung von Zündzeitpunkt, Luftüberschuss und Ladedruck an das Brenngas (und andere Faktoren) angepasst. [37]

Im Bereich der Mikro-KWK (bis 50 kW) ist das nicht der Fall, vielmehr wird (bislang) der Motor bzw. die Betriebsparameter auf den kritischsten anzunehmenden Fall ausgelegt. Eine solche Auslegung führt bei Betrieb mit unvermishtem Erdgas zu verringertem Wirkungsgrad (des Motors bzw. elektrischer Wirkungsgrad des BHKW). Da der Anteil der H₂-Beimischung ja wahrscheinlich nicht konstant (weder räumlich noch zeitlich) sein wird, würde das häufig auftreten. Andererseits würde bei einer H₂-Beimischung die Leistung gegenüber reinem Erdgas verringert. Motoren von kleinen BHKW's sind insofern eher mit Erdgas-Motoren für PKW zu vergleichen (siehe Erdgasfahrzeuge: Motoren 8 Vol.-% H₂). [37]

Die Verminderung der Methanzahl kann problematisch sein. Bei Grundgasen mit niedriger Ausgangsmethanzahl (z.B. Nordsee-Gas, LNG) wird je nach Motorauslegung u.U. die Klopfgrenze überschritten. Dies hat Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen zur Folge. Die Einbußen lassen sich durch technische Anpassungsmaßnahmen begrenzen. Üblicherweise benötigen Gasmotoren Methanzahlen zwischen 60 und 90. Da innerhalb Deutschlands unterschiedliche Gase bezogen werden und die Methanzahl des Ellund-Erdgases bei etwa 68 liegt, kann man diesen Wert ggf. als untere Grenze annehmen. [17], [8]

Die Klopfwahrscheinlichkeit steigt mit der Größe des (Einzel-) Brennraums (ecoPOWER 1.0 ist einer der kleinsten Brennraum-BHKW's) und ist für eine Mindestmethanzahl von 59 spezifiziert. Prinzipiell ist der Methanzahlbedarf von $\lambda=1$ -Motoren höher als von Mager- ($\lambda>1$)-Motoren. Aus Wirkungsgrad- und Emissionsgründen ist der $\lambda=1$ -Betrieb vorteilhaft. [37]

Eine Zumischung von 10 Vol.-% H₂ zum Brenngas wird für BHKW's im Bestand als technisch problemlos beherrschbar eingeschätzt. Im Einzelfall ist die Eignung der Geräte (Spezifikationen) unter Berücksichtigung der verteilten Grundgase (Erdgas) zu prüfen. Hieraus kann Bedarf für technische Anpassungen (z.B. Motormanagement) oder eine Einschränkung der max. zulässigen H₂-Konzentration

(z.B. bei sehr hoher Anzahl installierter sensibler BHKW's) resultieren. Die Hersteller sind gefordert in Zukunft flexiblere Motoren zu entwickeln, was auch für die erwarteten H₂-unabhängigen Schwankungen der Gaszusammensetzung erforderlich ist.

3.19 (23) Atmosphärische Brenner

Ein stabiler Verbrennungsprozess wurde bei einer kleinen Auswahl an Brennern im Labor unter Zugabe von bis zu 40 Vol.-% H₂ nachgewiesen. Die Zumischung von H₂ bis zu diesen Konzentrationen führte zu einer erheblichen Verbesserung der Verbrennungswerte. Die Anteile an CO und NO_x reduzierten sich deutlich. Im Rahmen der Untersuchungen des *Danish Gas Technology Centre* im Projekt *NATURALHY* konnte auch eine Reduzierung der CO₂-Emissionen nachgewiesen werden (durch den H₂-Anteil im Brenngas). Bei dieser H₂-Konzentration reduziert sich die Brennerleistung um ca. 10 %.

Werden jedoch Gasgemische mit sehr hohen H₂-Anteilen (> 50 Vol.-% H₂) eingesetzt, kann eine stabile Verbrennung nicht mehr gewährleistet werden und die Emissionswerte steigen an.

Die vorhandenen, stichprobenartigen Ergebnisse lassen sich jedoch nicht auf alle Gasendgeräte übertragen. Hier sind weitere Versuche mit größeren Stichproben und besonders Langzeittests notwendig, wie sie z.B. im Rahmen des Projektes „*Domhydro*“ durchgeführt werden.

Hersteller von Gasendgeräten müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte mit Gasen nach DVGW-AB G 260 sicher betrieben werden können. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung von Gasbrennern) und lässt keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für H₂-reiche Gase zu. [2], [38]

Ausgehend von den künftig avisierten H₂-Konzentrationen (10 Vol.-%) im Erdgasnetz und unter Berücksichtigung der relevanten Gaskenndaten nach DVGW-AB G 260 müssen die Gasbrenner heute bereits Schwankungen der Erdgasqualitäten bei z.B. Umstellung verschiedener Lieferquellen tolerieren können.

Im GERG Projekt „*Domhydro*“ sowie im E.ON Projekt „*Hygrid*“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten. Wahrscheinlich können Nach derzeitigen Erkenntnissen atmosphärische Brenner bis 10 Vol.-% H₂ ohne Anpassungsmaßnahmen eingesetzt werden.

3.20 (24) Gebläsebrenner / (25) Großbrenner / (26) Brennwertkessel

Hersteller von Gasendgeräten im Haushaltsbereich müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-AB G 260 gewährleisten (Gasgeräte-richtlinie). Entsprechend der DIN EN 437 ist für die Gruppe

Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorgeschrieben. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung von Gasbrennern) und lässt keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für H₂-reiche Gase zu.

Im häuslichen Bereich (z.B. Brennwertkessel) sind für diese Gerätetechnik die Zumischgrenzen noch in der Praxis zu bestätigen.

Eine Zumischung von 10 Vol.-% H₂ kann voraussichtlich ohne technische Anpassungen erreicht werden.

Im industriellen Bereich müssen Gasgeräte der Industriekunden und die Anwendungsprozesse erfasst sowie die möglichen Auswirkungen von H₂ auf die Brenneinstellungspunkte (z.B. Emission, Wirkungsgrad) analysiert werden. Praxisuntersuchungen für konkrete Anwendungsmodelle sind in diesen Bereichen notwendig. Bei Zumischkonzentrationen ab 10 Vol.-% H₂ sollte ein Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden. [8]

Gasbrenner über 300 kW Leistung werden mit leitungsgebundenen Erdgasen baumustergeprüft nach DIN EN 676 „Gasbrenner mit Gebläse“. Ein Betrieb mit Testgasen nach DIN EN 437 ist auf manchen Prüfständen von benannten Stellen nur < 150 kW Leistung möglich [39]. Es existieren Gebläsebrenner, die unter der Druckgeräterichtlinie (Heißwasser- und Dampfkessel) oder der Maschinenrichtlinie (Prozessfeuerung) in Verkehr gebracht werden und damit nicht der Gasgeräterichtlinie unterliegen.

Durch die Prüfverfahren z.B. DIN EN 676, DIN EN 437 wird die Konformität zur Gasgeräterichtlinie hergestellt und durch die Prüfstellen bescheinigt. Aus dem Textinhalt der Gasgeräterichtlinie ergibt sich zwar der Sachverhalt, dass die Toleranz des DVGW-AB G 260 gegeben ist, allerdings ist dies technisch nicht zwangsläufig sichergestellt, da ein Test mit H₂-reichen Grenzgasen ggf. nicht erfolgt ist. Gasgebläsebrenner, die alle erforderlichen Prüfnormen bestanden haben, sind nicht geeignet, die komplette Bandbreite DVGW-AB G 260 zu fahren. Dies ist kein Mangel der Geräte oder Einstellvorschriften, sondern resultiert aus den aktuellen und zurückliegenden Prüfvorschriften. [39]

Im GERG Projekt „Domhydro“ sowie im E.ON Projekt „Hygrid“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten. Weitere Untersuchungen zu Industriebrennern werden derzeit im laufenden DVGW Forschungsprojekt G1-06-10 „Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen“ vorgenommen. Als Ergebnis kann ausgesagt werden, dass die zunehmende Ausnutzung der Gasbeschaffenheitsvorgaben des DVGW-AB G 260 für viele Anwendungen unkritisch bleibt. Gerade im Bereich der Thermoprozesstechnik sind jedoch Prozesse bekannt, die aus Gründen der Betriebssicherheit, Produktqualität, Effizienz und Umweltverträglichkeit empfindlich auf Schwankungen der Gasbeschaffenheit reagieren. Insbesondere hier ergeben sich neue Herausforderungen.

3.21 (27) Gasherde

Ein sicherer Betrieb bis zu einer Zumischung von 40 Vol.-% H₂ wurde in ausgewählten Tests nachgewiesen. Um die gleiche Leistung mit diesen Brennern zu erreichen, muss z.B. eine Anpassung der Düsen erfolgen.

Hersteller von Gasendgeräten müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-AB G 260 gewährleisten müssen. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung) und lässt keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für H₂-reiche Gase zu.

Die bereits vorhandenen Ergebnisse lassen sich nicht auf andere Gasendgeräte anwenden. Bei höheren Zumischkonzentrationen (ab 10 Vol.-%) sollte ein vorbereitender Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden. [2]

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Gasbrenner heute bereits Schwankungen der Erdgasqualitäten bei z.B. Umstellung verschiedener Lieferquellen tolerieren müssen.

Im GERG Projekt „Domhydro“ sowie im E.ON Projekt „Hygrid“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten. Nach derzeitigen Erkenntnissen können Gasherde jedoch bis 10 Vol.-% H₂ problemlos eingesetzt werden.

3.22 (28) Brennstoffzellen

Prinzipiell sind Brennstoffzellen für H₂-Einsatz konzipiert. Der Schwerpunkt von Verträglichkeitsuntersuchungen sollte auf neue noch wenig etablierte Gasendgeräte gesetzt werden. Hier kann als Beispiel das Betriebsverhalten der Brennstoffzelle mit Reformern genannt werden. Hohe H₂-Gehalte erfordern eine spezielle Dimensionierung des Reformers. Eine Eignung bis 10 Vol.-% H₂ ist vorauszusetzen. Dazu müssen Untersuchungen auf zeitlich veränderliche Gaszusammensetzungen (insbes. H₂-Anteil) vorgenommen werden. Brennstoffzellen könnten nach heutigen Erkenntnissen Probleme mit stark schwankenden Zusammensetzungen, weniger mit hohen - aber konstanten - H₂-Anteilen im Erdgas haben. [17], [38]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Zumischung von 10 Vol.-% muss überprüft werden, inwiefern diese Konzentration Auswirkungen auf die neue Gasgeräte hat.

3.23 (29) Stirlingmotoren

Derzeit sind vier Stirlingmotoren verschiedener Hersteller auf dem Markt verfügbar allerdings mit sehr geringer Marktdurchdringung (Feldtestphase). Brenntechnische Untersuchungen mit Methan (CH₄) nach DVGW-AB G 20 (100 % CH₄) und G 222 (23 Vol.-% H₂) haben zu dem Ergebnis geführt, dass entweder teilweise keine Funktion des Motors vorhanden oder eine Wirkungsgradreduzierung (gesamt) um 5 %-Punkte zu messen war. [8]

Aufgrund der geringen Marktdurchdringung stellen die Stirlingmotoren zurzeit keine relevante Begrenzung der H₂-Konzentration im Gas dar. Ein Informationsaustausch über das vorliegende Projekt hinaus, sollte jedoch mit den Herstellern initiiert werden, damit zukünftig eine höhere Toleranz gegenüber H₂ erreicht wird. Ggf. kann auch in weitergehenden Untersuchungen schon jetzt eine höhere H₂-Toleranz gezeigt werden, da das Funktionsprinzip für wechselnde Gasbeschaffenheiten unempfindlicher ist als z.B. das des Ottomotors.

Im GERG Projekt „Domhydro“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

4 Weitere Informationen zur Wasserstofftoleranz

4.1 Erdgas als Arbeitsmedium

Erdgas wird zwar überwiegend als Energieträger eingesetzt, es existieren aber eine Vielzahl von Anwendungsfällen in denen es als Arbeitsmedium / Prozessgas genutzt wird. Im Rahmen des Vorhabens wurde hierzu Kontakt mit dem Verband der Chemischen Industrie (VCI) aufgenommen. Der VCI hat eine Arbeitsgruppe gegründet, welche die möglichen Einflüsse von H_2 auf die etablierten Verfahren der Chemieindustrie untersuchen und bewerten soll. Im Folgenden ist eine erste Einschätzung ausgewählter Prozesse dargestellt.

Die SKW Piesteritz in Bitterfeld nutzen beispielsweise das bereitgestellte Erdgas für die Produktion von Agro- und Industriechemikalien. Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist die Produktion von Ammoniak, nach dem Haber-Bosch-Verfahren, bei dem als Ausgangsstoff ebenfalls Erdgas dient. Mögliche Einflüsse auf dieses Verfahren sollten noch detailliert geprüft werden. Nach erster Einschätzung werden jedoch keine unerwünschten Beeinflussungen erwartet.

Bei der Stahlherstellung wird Erdgas als Inertgas eingesetzt und über den noch glühenden Stahl geblasen, um das Eindringen von O_2 aus der Umgebungsluft in das Material zu verhindern. Dadurch wird vermieden, dass es im Werkstoff zur Oxidbildung kommt. Die Anwesenheit von H_2 und ggf. zugemischtem O_2 im Erdgas kann zu einem H_2 -Eintrag in das Material führen und somit die H_2 -induzierte Korrosion begünstigen. Nach aktuellen Erkenntnissen sind hier keine Probleme zu erwarten. [40]

In der chemischen Industrie wird Erdgas neben der thermischen Verwertung auch als Rohstoff eingesetzt. Als Beispiel seien hier u.a. CH_4 -Reformer genannt. Diese nutzen das im Erdgas enthaltene CH_4 , um H_2 und CO / CO_2 herzustellen. Bereits geringe H_2 -Konzentrationen im Erdgas können dazu führen, dass die Effizienz der Reformer reduziert wird, was zu einem spezifisch höheren Gasbedarf an je Tonne Produkt führt. Da der Gasbezug nach Energieinhalt verrechnet wird, führt dieser jedoch nicht zwangsläufig zu höheren Kosten.

Steht die Erzeugung von H_2 im Fokus, sollte geprüft werden, ob dies mittelfristig über eine Elektrolyseanlage möglich ist. So kann ggf. regionaler Überschussstrom zur Bereitstellung des benötigten Rohstoffes genutzt werden.

In der chemischen Industrie existieren drei gängige Verfahren zur stofflichen Verwendung von Erdgas zur Produktion von H_2 und CO :

- Partielle Oxidation
- Dampfreformierung
- Autotherme Reformierung

Der kennzeichnende Unterschied der Verfahren ist das erzielbare H_2 / CO -Verhältnis.

Bei der partiellen Oxidation ist das vorrangige Ziel häufig ein niedriges H_2 / CO -Verhältnis (d.h. möglichst hoher CO -Anteil im Synthesegas). Folglich wirken sich H_2 -Anteile im Erdgas negativ auf die verwertbaren CH_4 -Anteile im Erdgas aus, wodurch die Produktionsausbeute und –effizienz abnimmt.

Bzgl. der Werkstoffbeständigkeit in Reformierungsanlagen verwendeter Werkstoffe unter Berücksichtigung gegebenen Temperatur- / Druckbedingungen besteht noch Prüfungsbedarf, z.B. mittels Prozesssimulationen. Grundsätzlich sind die Auslegungsparameter (Drücke und Temperaturen) der Reaktoren jedoch bekannt.

Bei der Spaltgassynthese zur Acetylenherstellung muss das eingesetzte Erdgas vorgewärmt werden. Bisher noch im Einsatz befindliche unlegierte ferritische Stähle in den Vorheizerschlangen lassen keine hohen H₂-Konzentrationen (max. 1 – 2 Vol.-% H₂) zu, da ansonsten eine Entkohlung der eingesetzten Stähle einsetzen würde. Darüber hinaus kommen beim Einsatz dieses Verfahrens spezielle Brennerkonstruktionen zum Einsatz. Dieser Umstand bedingt, dass sich aufgrund der erheblich höheren Flammgeschwindigkeit von H₂ / O₂-Gemischen gegenüber CH₄ / O₂-Gemischen die Wahrscheinlichkeit von Flammrückschlägen erhöht, welche zu Anlagenausfall oder Verlust der Beherrschbarkeit des Prozesses führen können. Zur Ableitung eines spezifischen Grenzwerts besteht noch Untersuchungsbedarf [41]. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Veränderung der Flammgeschwindigkeit bei H₂-Anteilen bis 10 Vol.-% unbedeutend ist, da typischer Weise Brenner bei ihrer Prüfung (Baumusterprüfung) mit einem Testgas mit 23 Vol.-% H₂ auf Rückschlag geprüft werden.

Generell wirken sich schwankende Konzentrationen von Einzelkomponenten im Erdgasstrom störend auf eine stabile und effiziente Anlagenfahrweise aus. Deshalb sollten Beimischungen von H₂ möglichst gleichmäßig erfolgen, bzw. unregelmäßige Beimischung netztechnisch geglättet werden.

Bzgl. Verfahren abseits der Reformierung, im Rahmen derer CH₄ als Rohstoff eingesetzt wird (z.B. Blausäuresynthese), wird möglichst reines CH₄ benötigt.

Da die H₂-Beimischung zu Erdgas die Wärmeübertragung und die Zusammensetzung der Verbrennungsgase im Prozessraum beeinflusst, ist sie immer dann kritisch zu prüfen, wo die beiden Faktoren eine wesentliche Rolle spielen. Dazu gehören auch Prozesse wie:

- Beheizung von Glaswannen bei der Glasherstellung (geringere Strahlung von H₂-haltigen Flammen senkt den Durchsatz und erhöht die Abgasverluste)
- Erzeugung von Endogas (Schutzgas) für die Stahlbehandlung (Zusammensetzung des Endogases)
- Aufkohlungsprozesse
- Beflammung von Kunststoffen als Vorstufe für Lackierung (hier sind sehr hohe Qualitätsanforderungen z.B. von Automobilzulieferern zu beachten)
- Flammenüberwachung mittels UV- oder Ionisationssonden: UV-Sonden sollten nicht beeinträchtigt werden, da die UV-Strahlung der OH-Radikale detektiert wird. Die von Elster Kromschroder gelieferten Brenner für H₂-Eindüsung (in Haubenöfen) verfügen über zwei separate Gasanschlüsse – einer für H₂, der andere für Erdgas. Es wird nur das Erdgas gezündet und ionisch überwacht, H₂ wird über die Erdgasflamme entzündet. Es wird nicht Erdgas mit H₂ angereichert. Für ionische Überwachung gilt dennoch die Funktion bei Gasen, die bis zu 60 Vol.-% H₂ enthalten. [32]

Grundsätzlich ist auch bei industriellen Anwendungen insbesondere bei Hochtemperaturanwendungen aufgrund der, durch die Beimischung von H₂, höheren Flammentemperatur ein Anstieg der NO_x-Emissionen zu erwarten.

Wobbezahlensensible Prozesse, z.B. bei Einsatz der Erdgasflamme als Werkzeug werden durch H₂-Beimischung beeinflusst (Flammenlänge, Flammentemperatur usw.).

Bei der Betrachtung der Funktion des pneumatischen Verbundes für die die theoretische Gemischverschiebung kann für Erdgas, welches mit H₂ verdünnt wird, folgende Aussage getroffen werden. Bei einem konstanten Druck des Gasgemisches und der Verbrennungsluft würde die zugeführte Leistung abnehmen und der Luftbedarf des Brenngases sich verringern. Es entsteht somit ein Zustand mit Luftüberschuss, welcher den Verbrennungsprozess sichert. [32]

Weitere Einsatzbereiche sind zu prüfen. Es muss sichergestellt werden, dass sich bei Endverbrauchern der H₂ nicht negativ auf deren Arbeitsprozesse auswirkt bzw. geeignete Gegenmaßnahmen ermittelt und angewendet werden.

Im Gesamtkontext sollte beachtet werden, dass auch andere Komponenten, wie N₂ und O₂ in gewissen Konzentrationen prozessstörend wirken.

Insgesamt bleibt festzustellen, dass H₂-Konzentrationen bis 1 Vol.-% tolerierbar sind. Höhere H₂-Konzentrationen im niedrigen Prozentbereich können sich jedoch bei bestimmten Verfahren zur stofflichen Nutzung von Erdgas nachteilig auswirken und bis hin zu Produktionsunterbrechungen führen. Eine abschließende Bewertung entsprechender Auswirkungen und abzuleitender Grenzwerte bzgl. Prozessen und eingesetzten Werkstoffen bedürfen noch eingehender Prüfungen.

4.2 Durchmischungsverhalten an der Einspeisestelle

Die Durchmischung des H₂ mit dem Erdgas ist maßgeblich abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit und von der Geschwindigkeit des eintretenden H₂-Strahls (Auftrieb H₂-reicher Gasbereiche, Mischung im Freistrah), wobei diese zumindest in Transportleitungen in der Praxis stark variieren kann, bis hin zum vorübergehenden Einschluss. [13]

Ein homogenes Gasgemisch liegt nach eigenen Schätzungen bei einer Eindüsung (T-Stück) von H₂ bei turbulenter Strömung im Erdgasnetz nach einer Strecke von 100 x DN vor. Bei der Anwendung eines statischen Mischers reichen i.d.R. Längen zwischen 0,5 - 2 x DN aus um eine vollständige Durchmischung zu erreichen [17]. Bei langsameren laminarer Strömungen ergeben sich jedoch bedingt durch Schichtenbildung Werte von z.B. 4.000 x DN (Extrapolation von Simulationsergebnissen).

Nach erfolgter Mischung muss auch in längerfristig stehendem Gas nicht mehr mit einer Entmischung gerechnet werden. Inhomogene H₂-Verteilungen über den Rohrquerschnitt sind nicht zu erwarten. Für Leitungsbetrieb und -wartung ergeben sich in dieser Hinsicht keine Konsequenzen. [13]

Hinsichtlich einer H₂-Zumischung kann unter Berücksichtigung der Betriebsparameter (turbulente Strömung) bzw. dem Einsatz von statischen Mischern eine homogene Durchmischung gewährleistet werden.

4.3 Odormittel / Einfluss von Ablagerungen auf mögliche Stahl- / Wasserstoff-Interaktionen

Grundsätzlich sind die Einflüsse von H₂ auf das Odormittel (chemischen Reaktionen, Ausfällungen, Geruchsveränderungen usw.) derzeit nicht bekannt.

Bei Odoriermittelkontrolle mit Messgeräten, welche mit einem elektrochemischen Sensor arbeiten (mit und ohne Trennung der Analyten), hat H₂ bereits in sehr kleinen Konzentration (negativen) Einfluss auf das Messergebnis. Eine Entmischung (bei ruhendem Gasstrom) nach einer Vermischung von H₂ und Erdgas findet nicht statt. [42]

Reaktionen von H₂ mit Schwefelablagerungen zu Schwefelwasserstoff erfolgen nur bei hohen Temperaturen und Drücken. Unter normale Betriebsbedingungen (keine Feuchtigkeit und Elektrolyte) ist eine Reaktion von H₂ mit möglichen Ablagerungen im Rohrnetz nicht zu erwarten.

Infolge der erhöhten Biogaseinspeisung können vermehrt Mikroorganismen und Feuchtigkeit bei kurzzeitigen Qualitätsverletzungen in das Verteilnetz gelangen. Bei diesen außergewöhnlichen Betriebsverhältnisse sind biologische Reaktionen und Auswirkungen auf Korrosionen (insbesondere Risskorrosionen) nicht ausgeschlossen werden. Dies ist standortspezifisch zu überprüfen und bei kritischen Ergebnissen Handlungsbedarf zu definieren. Die möglichen Wechselwirkungen werden u.a. im DBI-Projekt „*BioKorrMin - Untersuchungen zu den Wirkprinzipien und Auswirkungen von mikrobiell induzierter Biokorrosion und Alterung von Bauteilen in biogasführenden Anlagen und Möglichkeiten zur Minimierung oder Verhinderung*“ untersucht.

Für die Reaktion mit H₂ muss dieser atomar vorliegen bzw. Bedarf es höhere Temperaturen und die Anwesenheit eines Katalysators. [17]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht im Zusammenhang möglicher Reaktionen mit Ablagerungen nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.4 Detektion von Austritten

Bei H₂-Konzentrationen im Erdgas bis 5 Vol.-% H₂ können aus jetziger Sicht alle gängigen Sicherheits- und Überprüfungsmethoden mit Gaswarngeräte und Detektoren ohne Anpassungen, wie sie zurzeit zur Rohrnetzüberprüfung (Begehung, Befahrung, Überfliegung usw.) voraussichtlich weiterhin eingesetzt werden, da CH₄ der Hauptbestandteil des Gasgemisches ist. Bei 10 Vol.-% H₂ müssen wahrscheinlich die Messverfahren für eine H₂-Detektion angepasst werden.

Für das Aufspüren von Erdgas-H₂-Gasgemischen ist der Einsatz von Halbleitertechnik gut geeignet, da sowohl CH₄ als auch H₂ mit diesem System aufgespürt werden können. Diese Messgeräte eignen sich gut für routinemäßige, oberirdische Überprüfungen (Begehung) von Leitungen, die Gasgemische mit H₂-Anteilen bis zu 60 Vol.-% führen und können unterirdische Undichtheiten dieser Gemische von 150 l/h sicher erkennen. Dies wurde durch interne Testreihen belegt. [13]

FID-Technik (Flammen-Ionisations-Detektor) und Wärmeleittechnik können überwiegend nur Kohlenwasserstoff detektieren. Die Anwendung dieser Spürtechnik kann weiterhin bei geringen H₂-Konzentrationen eingesetzt werden. Der konkrete H₂-Gehalt ist aufgrund von nicht-linearen Querempfindlichkeiten jedoch nicht genau feststellbar. Eine Quantifizierung der Konzentrationen mit Hilfe der Geräte ist schwierig, könnte aber beispielsweise durch gerätespezifische Tabellen realisiert werden. [13]

Die meisten Geräte zur Messung der unteren Explosionsgrenze eines Gasgemisches sind auf CH₄ kalibriert. In der Regel ertönt ein Signal beim Erreichen von 10 oder 20 % der unteren Explosionsgrenze, das sind 0,44 bzw. 0,88 % CH₄ in Luft. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ sinkt die untere Explosionsgrenze geringfügig ab (4,36 Vol.-%), so dass

hier keine Funktionseinschränkung zu erwarten ist. Eine Anpassung und Kalibrierung der Geräte auf H₂ kann erfolgen. [17], [43]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf. Die Anpassung von Betriebsanweisungen auf 10 Vol.-% H₂ muss dennoch erfolgen.

4.5 Brennwertverfolgung im Verteilnetzen (Abrechnung)

Entsprechend dem DVGW-AB G 685 ist die 2 %-Grenze (Abweichung des Brennwertes bei mehrseitiger Einspeisung) bei der Endabrechnung des Kunden einzuhalten. Eine Möglichkeit der Konzentrationsbestimmung von H₂ sowie der Überwachung des Brennwertes als Grundlage für die Einhaltung des DVGW-AB G 685 ist die Verfolgung der Gasbeschaffenheit in Verteilnetzen. [14]

Entsprechende Messsysteme werden derzeit bei *E.ON New Build & Technology* entwickelt und mit Feldversuchen in der Praxis validiert. Untersuchungsbedarf besteht bei weiteren komplexen Netzstrukturen. Ein zeitlicher Rahmen für eine standardisierte Lösung lässt sich derzeit nicht abschätzen. Im Zusammenhang einer H₂-Zumischung und damit der verbundenen Brennertschwankung müssen diese Fragen insgesamt auch bei der Umstellung verschiedener Lieferquellen geklärt werden.

4.6 Kathodischer Korrosionsschutz

Zum Schutz von metallischen Rohrleitungen wird oftmals ein Potentialschutz angebracht, der eine mögliche elektrolytische Zersetzung des Metalls verhindert oder verlangsamt. Die Größe des Schutzstroms muss dafür mindestens gleich dem Korrosionsstrom gerichtet sein. Übersteigt das angebrachte Potenzial allerdings diesen Wert, können Reaktionen zur Bildung von atomarem H₂ ablaufen. Dieser bildet eine Quelle für eine mögliche H₂-Aufnahme und Versprödung des Metalls. Da dieser Prozess bereits seit Jahren bekannt und die Planung sowie Einrichtung des kathodischen Korrosionsschutzes (KKS) für erdverlegte Stahlrohrleitungen im DVGW-AB GW 12 festgelegt ist, sind diese Probleme technisch beherrschbar. Insbesondere ist bei der Errichtung des KKS auf eine Trennung der metallenen Verbindung zu geerdeten Anlagen zu achten. Rohrleitungen müssen durch Isolierstücke von fremden geerdeten Anlagen elektrisch getrennt werden.

Weitere Einflüsse auf den KKS durch die Zumischung von H₂, welcher im Gegensatz zu z.B. Trinkwasser im betrachteten Fall als gasförmig und nicht leitfähig vorliegt, sind nicht bekannt. Selbst der KKS bei Wasserleitungen (leitfähige Medien) ist heute technisch beherrschbar. [17], [44]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.7 Materialverträglichkeiten

Themenübergreifend müssen alle in der Erdgasinfrastruktur eingesetzten Metalle und Kunststoffe (vorwiegend bei den eingesetzten Armaturen und Geräten) eine H₂-Verträglichkeit vorweisen. Diese Verträglichkeitsprüfung kann auf Basis der vorliegenden Erkenntnisse und Werkstoffwiderstandstabellen erfolgen.

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.8 Ausbreitungsverhalten

Das Ausbreitungsverhalten in Räumen eines CH₄-H₂-Gemisches in Konzentrationen bis 10 Vol.-% H₂ lässt sich ähnlich wie dem von CH₄ beschreiben. Konzentrationen, die darüber hinausgehen, erhöhen die Wahrscheinlichkeit der Entzündung. Es findet keine Entmischung des H₂ und Ansammlung an der Raumdecke statt. Das Volumen mit einer stationären Konzentration aus Brenngas und Luft erhöht sich, wenn ein sehr hoher H₂-Anteil im Brenngas vorliegt. [2]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.9 Rohrleitungsbrände

Es werden keine messbaren Unterschiede bezüglich des Flammenbildes und der thermischen Belastung (Wärmestrahlung und Hitzeentwicklung) zwischen Erdgas und einem Erdgas-H₂-Gasgemisch (bis 10 Vol.-% H₂) erwartet. Die Flammenlänge kann als eine Funktion der Energiemenge beschrieben werden. Da der Energieinhalt eines CH₄-H₂-Gemisches niedriger ist als für CH₄, nimmt die Länge der Flamme ab. Bei 10 Vol.-% H₂ wird kein messbarer Unterschied erwartet.

Die Konsequenzen bei Rohrleitungsbränden bei einem Erdgas-H₂-Gemisch (10 Vol.-% H₂) sind gegenüber Bränden an Erdgas-Rohrleitungen gleichzusetzen. Bei einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf. [2]

Hinsichtlich 100 % H₂ gibt es deutliche Unterschiede im Brandverhalten im Vergleich zu Erdgas. Reiner H₂ hat nahezu keine Strahlungswärme und ist bei Tageslicht nicht sichtbar. [9]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.10 Zündgrenzen

Die Zündgrenzen von CH₄ liegen zwischen 4,4 - 16,5 Vol.-%. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ ergeben sich Zündgrenzen von 4,36 – 17,91 Vol.-%. Die Wahrscheinlichkeit der Entzündung erhöht sich bei dieser Konzentration sehr geringfügig. [2]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.11 Explosionen

Die Zugabe von H₂ zu CH₄ erhöht die Explosionsstärke. Bei Konzentrationen bis 10 Vol.-% H₂ ist dieser Effekt sehr schwach ausgeprägt. Bei sehr hohen Konzentrationen (≥ 40 Vol.-% H₂) von H₂, ist ein deutlicher Anstieg des Überdrucks durch die Explosion und somit ein erhöhtes Schädigungspotenzial z.B. an Gebäuden und der Umgebung zu erwarten. Abhängig ist diese Entwicklung von der „Verblockung“ (mehrere und kleinere Hindernisse). Ein höheres Maß an „Verblockung“ kann z.B. durch Vegetation entstehen (siehe Buncefield-Explosion). Darüber hinaus können durch Leckagen oder Leitungsabrisse wesentlich größere zündfähige Gaswolken entstehen als die experimentell untersuchten, was den Aufbau von höheren Drücken begünstigt und so auch die Wahrscheinlichkeit einer Detonation erhöht. [2], [13]

Die Erhöhung der Explosionshäufigkeit bei 5 Vol.-% H₂ steigt auf Grundlage von konservativen Annahmen (auf Grundlage der hohen Leckagehäufigkeit des Erdgasverteilnetzes in UK) auf das 1,2 fache und bei einer Mischung mit 10 Vol.-% H₂ auf das 1,4-fache an. Selbst bei 1,4-fachen Anstieg, bleibt die resultierende Gesamteintrittswahrscheinlichkeit von Gasexplosionen in gesellschaftlich akzeptierten Bereichen und sind nur statistisch nachweisbar.

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ ist mit einer geringen Zunahme der Explosionsstärke zu rechnen. Die Auswirkungen der Explosion werden bei 10 Vol.-% H₂ nicht wesentlich größer als bei Erdgas sein. [2], [17]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.12 EX-Schutz

Bei geringen Konzentrationen bis 5 Vol.-% H₂ kann wahrscheinlich eine Auslegung der Ex-Zonen entsprechend Erdgas vorgenommen werden, da sich sowohl die Zündgrenzen als auch das Ausbreitungs- und Explosionsverhalten nur sehr geringfügig ändern (DVGW-AB G 440 aktuell nur für Erdgas).

Bei >10 Vol.-% H₂ müssen wahrscheinlich Anpassungen (Erweiterung der Ex-Zonen, Messgeräte) vorgenommen werden. [17]

Die Überprüfung und Adaption der Ex-Zonenbestimmung bei H₂-Konzentrationen wird grundlegend empfohlen.

4.13 Negativer Joule-Thomson-Effekt

H₂ erwärmt sich bei der Gasentspannung. Bei einer Druckentspannung von 200 bar auf 1 bar beträgt die theoretische Temperaturzunahme von reinem H₂ 6 K (ca. 0,03 K pro bar).

Bei einer Zumischung von H₂ kann die Vorwärmeleistungen einzelner Regelstationen reduziert werden. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ und konstanten Parametern beträgt die Vorwärmleistung nur noch 86 %. [17], [30]

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein Handlungsbedarf.

4.14 Taupunktmessung

Derzeit werden Taupunktmessungen überwiegend an UGS, Grenzübergabestationen und an Biogasanlagen eingesetzt. Eine grundlegende Beeinflussung der Sensorik durch H₂ wird nicht gesehen. Lediglich bei der Datenkonvertierung können Abweichungen bei den derzeit verwendeten Gleichungen (nach *GERG*) auftreten. Diese sind durch entsprechende Adaptionen zu korrigieren.

Hinsichtlich einer avisierten H₂-Konzentration von 10 Vol.-% besteht in diesem Zusammenhang nach aktuellem Kenntnisstand kein zwingender Handlungsbedarf. Die Überprüfung der Detektion vom Feuchtegehalt im Erdgas und die Identifizierung eines H₂-Grenzwertes werden empfohlen.

5 Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz und zeitliche Bewertung

5.1 Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz von 10 Vol.-%

Unter Kapitel 3 und 4 wurde der aktuelle Wissensstand zur H₂-Toleranz im Erdgasnetz dargestellt. Im folgenden Kapitel wird entsprechend den Erkenntnissen auf die wesentlichen Elemente eingegangen, bei denen Maßnahmen erforderlich sind um eine H₂-Toleranz von 10 Vol.-% herzustellen. In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind als Übersicht die wesentlichen Elemente in den Bereichen Gastransport, Gasspeicherung, Mess- und Regeltechnik sowie Verteilung und Anwendung dargestellt. Im Folgenden werden die notwendigen Maßnahmen näher beschrieben und Bereiche gekennzeichnet, die durch laufende oder in Anbahnung befindliche Projekte bereits abgedeckt werden.

5.1.1 Empfehlungen für Elemente im Gastransport, der Gasspeicherung, sowie Gasmessung- und –regelung

(2) Gasturbine

Als Maßnahmen sollten Untersuchungsprogramme zur genauen Definition der Begrenzungen bestehender Gasturbinen und möglicher Gegenmaßnahmen aufgesetzt werden. Dazu sollten Auswirkungen hinsichtlich Temperaturbelastung, Flammenrückschlag, Emissionen und thermoakustischen Schwingungen bis 10 Vol.-% H₂ für Gasturbinen im Bestand quantifiziert und bewertet werden. Für ein avisiertes Untersuchungsprojekt von Gasturbinen im Realbetrieb hat die Industrie im Rahmen der Sachstandsbogenbefragung ihre Bereitschaft signalisiert. Weiterhin ist eine Bestandsaufnahme, welche insbesondere die Sensibilität als auch das Anlagenalter erfasst, initiiert werden. Die Ergebnisse ermöglichen auch eine Einschätzung der Kosten, welche für eine Anpassung des Maschinenparks erforderlich wären. Derzeit ist kein Projekt / Projektinitiative bekannt, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

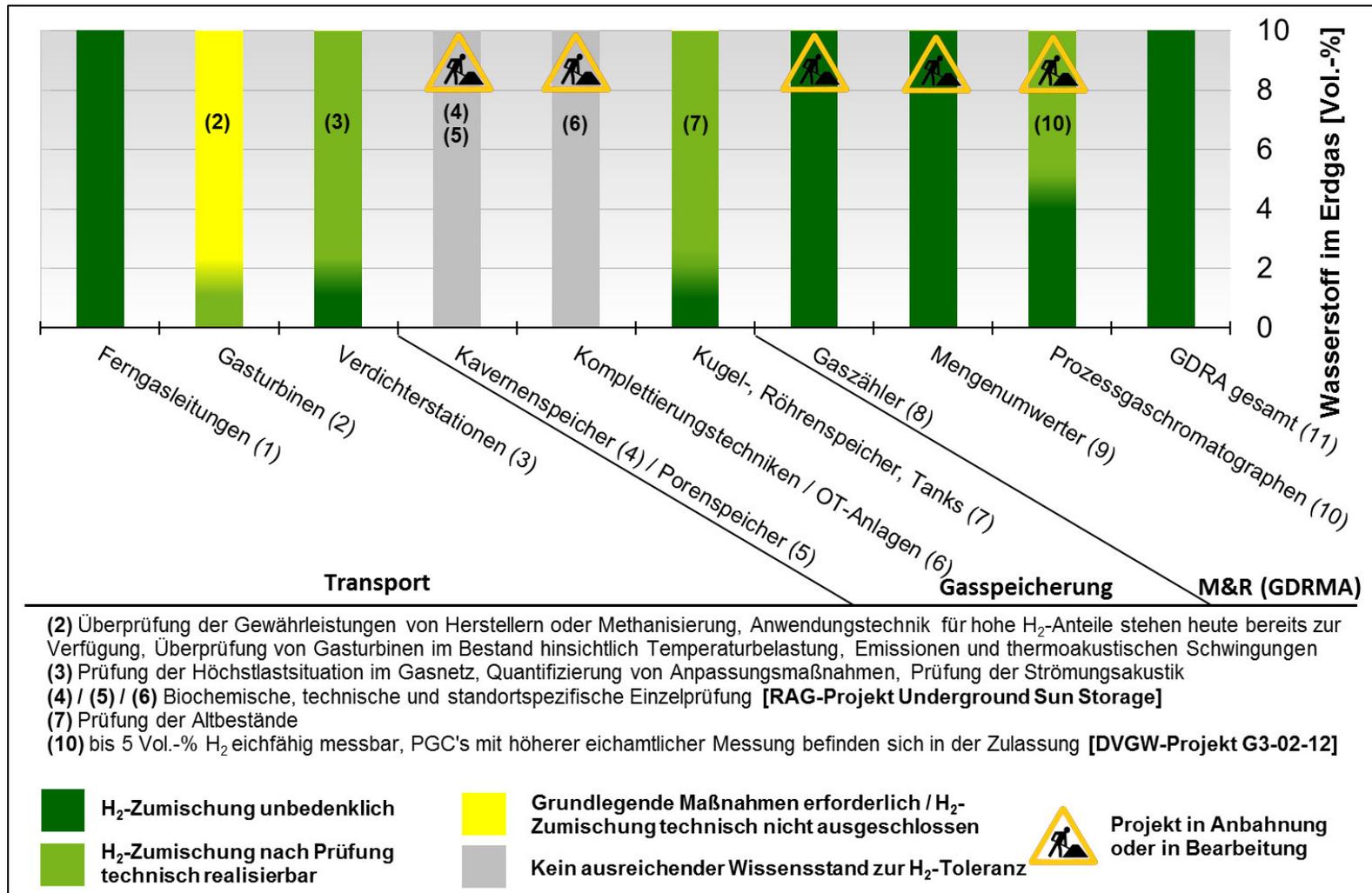


Abbildung 1: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Regeltechnik (GDRMA)

(3) Gastransport- und Speicherverdichter

Zur Bewertung der Effekte einer H₂-Zumischung zum Gas auf Verdichter sollte eine Überprüfung der spezifischen Höchstlastsituationen im Gasnetz erfolgen. Insbesondere sind die Zeiträume (Häufigkeit und Dauer) in denen die Einhaltung der in den Liefer- und Transportverträge maximal vereinbarten Leistungen (Einhaltung von Druckanforderungen und Energiemengenlieferung) benötigt werden, zu untersuchen. In diesem Zusammenhang sollte geklärt werden, ob eine Aussetzung der H₂-Zumischung bei erforderlicher Maximalleistung mit vertretbarem Aufwand organisiert werden kann. Dazu sind weiterhin die erforderlichen Anpassungsmaßnahmen zu quantifizieren und zu bewerten. Ein Vergleich der Verdichterkonzepte hinsichtlich Kosten, Effizienz, Lebensdauer, Wartungsaufwand usw. kann dabei unterstützen. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht bei den Auswirkungen veränderter Strömungs- und Schallausbreitungsbedingungen nach den Verdichtern. Hierzu ist die Entstehung von Schwingungen an Einbauten, Ausbreitung von Schwingungen in Rohrleitungssystemen sowie Veränderung von Resonanzerscheinungen schwerpunktmäßig zu untersuchen. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

(4) Kavernenspeicher / (5) Porenspeicher

Jeder UGS ist individuell und wurde gebaut / ausgerüstet für die Speicherung von Erdgas (Ausrüstung, Packer / Elastomere, Alter usw.). Somit müssen lokationsspezifisch die tolerablen H₂-Gehalte UT / OT analysiert werden. Umkomplettierungen sind nur bedingt möglich.

Es besteht Klärungs- bzw. Untersuchungsbedarf bezüglich der Änderung des Hydratbildungsverhaltens. Dies sollte, wie auch die Auswirkungen der Permeabilität und die Wechselwirkung mit Mikroorganismen (Speicherbiologie, insbesondere Sulfatreduzierer und Homoacetatgärer) im Speicher genauer untersucht werden. Dazu sind H₂-Verträglichkeiten hinsichtlich eingesetzter Werkstoffe, Bauteile, Zemente, Bohrkomplettierungsverfahren sowie potenzielle Wechselwirkungen zwischen Speichergas und Steinsalz bzw. Umgebungsgestein zu untersuchen. Darüber hinaus muss die Bildung von Ablagerungen (Scale-Bildung) und das Plugging untersucht werden. Einflüsse von H₂ auf die Gastrocknung sind derzeit ebenfalls nicht bekannt. Es besteht auch Untersuchungsbedarf bei der Bewertung der Abschaltungseffekte in Kavernen durch H₂-Permeation und der Dichtheit klassischer Cap-Rocks (Tone, Siltsteine).

Da in Deutschland in Bezug auf eine dedizierte H₂-Speicherung (Erdgas-H₂-Gemisch) bislang wenige Erfahrungen bestehen, sind auch hier vor einer Realisierung dieser Technologie eine Reihe von Fragen zu klären. Für eine Erdgas-H₂-Gemischspeicherung sind insbesondere speziell ausgewählte Werkstoffe, Bauteile, Zemente und Bohrkomplettierungsverfahren zu berücksichtigen bzw. zu entwickeln. Aufgrund der Unterschiedlichkeit der Speicherlokationen erscheint vor einer H₂-Einspeisung eine singuläre Bewertung sinnvoll.

Die Themenschwerpunkte werden orientierend in einem DGMK-Projekt untersucht. Ein weiteres Projekt „*Underground Sun Storage*“ (RAG Rohöl-Aufsuchungs AG) zur Verträglichkeitsuntersuchung eines Porenspeichers ist im Oktober 2013 gestartet. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

(6) Komplettierungstechniken / Obertage-Anlage

Neben dem Untergrundspeicher besteht Untersuchungsbedarf an der Komplettierungstechnik und den Obertage-Anlagen. Dies betrifft insbesondere

Korrosionseffekte z.B. Sulfide Stress Cracking, Herabsetzung der Zähigkeit und Risswachstum von Stählen in feuchten Systemen.

Weiterhin sollten Dichtungsmaterialien und Dichtungsmöglichkeiten (z.B. Metal-to-Metal-Dichtungen) auf ihre H₂-Tauglichkeit hin untersucht werden. Zudem muss der Altbohrungsbestand bewertet werden (Einsatz Tubing Hanger, Travel Joints, Schiebemuffen, Packer bei H₂-Exposition usw.).

Eine Bewertung geeigneter Zemente, Verrohrungskonzepte, Bohrungsintegritätsprüfungen und Evaluierung Rohrschuhdichtheitstests hinsichtlich der H₂-Exposition muss vorgenommen werden. Darüber hinaus müssen Bohrungsdesignkriterien entwickelt werden.

In dem Projekt „*Underground Sun Storage*“ (RAG Rohöl-Aufsuchungs AG) sind materialtechnische Fragestellungen zur H₂-Verträglichkeit verankert. Das Projekt ist im Oktober 2013 gestartet. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

(7) Kugel-, Röhrenspeicher und Tanks

Eine Überprüfung der Altbestände und eine Erfassung der Mengengerüste sowie der ggf. vorhandenen Zulassungen für H₂-reiche Gase werden empfohlen. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

(10) Prozessgaschromatographen

PGC's zur eichamtlichen Messung von > 5 Vol.-% H₂ befinden sich im Entwicklungs- bzw. Zulassungsstatus. Die Gerätehersteller sind hier gefordert. Weitere Fragestellungen zu PGC's werden im DVGW-Projekt G3-02-12 "*Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung*„ adressiert und voraussichtlich Anfang 2014 veröffentlicht.

Nationale und internationale Verteilung

Bei einer Einspeisung von H₂ auf Transportnetzebene ist die Verteilung im gesamten deutschen Gasnetz inkl. möglicher Grenzüberschreitungen zu untersuchen und zu bewerten. Insbesondere sind internationale Regelungen zu analysieren. Die Problematik wurde im *Netzentwicklungsplan Gas 2012* teilweise angesprochen. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

5.1.2 Empfehlungen für Elemente in der Gasverteilung und – anwendung

(16) Gasströmungswächter

Der Untersuchungsbedarf besteht schwerpunktmäßig in der Überprüfung der Funktionsfähigkeit von Gasströmungswächtern bei Hausanschlussleitungen (HAL). Im Anschluss daran sind die entsprechenden Auslegungsgrundlagen zu bewerten und ggf. anzupassen. In dem DVGW-Projektantrag „*Wasserstoffverträglichkeit bei Bauteilen*“ ist die Untersuchung des Verhaltens von Gasströmungswächter in Gasinstallationen enthalten.

(19) Erdgastankstellen

Es wird ein Screening der Anlagenkomponenten insbesondere Kompressoren, Dichtungen, Gastrocknung sowie Speicherflaschen und deren Untersuchung hinsichtlich Funktionsfähigkeit und Materialverträglichkeit empfohlen.

Dementsprechend sind die Randbedingungen für einen sicheren Betrieb im Bestand zu verifizieren.

Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

(20) Erdgasfahrzeuge: CNG1-Tanks

Eine Überprüfung zur Anhebung des H₂-Grenzwertes für Fahrzeugtanks im Bestand bzw. für Neufahrzeuge auf technischer und regulatorischer Ebene wird empfohlen.

Zur Bearbeitung dieser Thematik soll im Rahmen eines beantragten DVGW-Kleinvorhabens „*Untersuchungen zur Erhöhung der regulatorisch festgelegten Wasserstoffgrenze (2 Vol.-%) von CNG-Tanks für Erdgasneufahrzeuge*“ ein Projektkonsortium in dem interessierte Industrieunternehmen fachlich und finanziell eingebunden sind, zusammengeführt werden. Weiterhin sind regulatorische / gewährleistungsseitige Aspekte zu berücksichtigen die ggf. im avisierten Projekt adressiert werden.

(21) Erdgasfahrzeuge: Motoren / (22) Blockheizkraftwerk

Bei Erdgasfahrzeugen und BHKW's sind Modifikationen des Steuerbussystems sowie kleinere Abänderungen des Motors auf Grund der Anpassung des Motors an die höheren H₂-Konzentrationen erforderlich. Im Rahmen von F&E-Maßnahmen, welche von den Herstellern zu leisten sind, ist eine weitere Erhöhung der Toleranz der Geräte gegenüber wechselnden und geringen Methanzahlen anzustreben. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

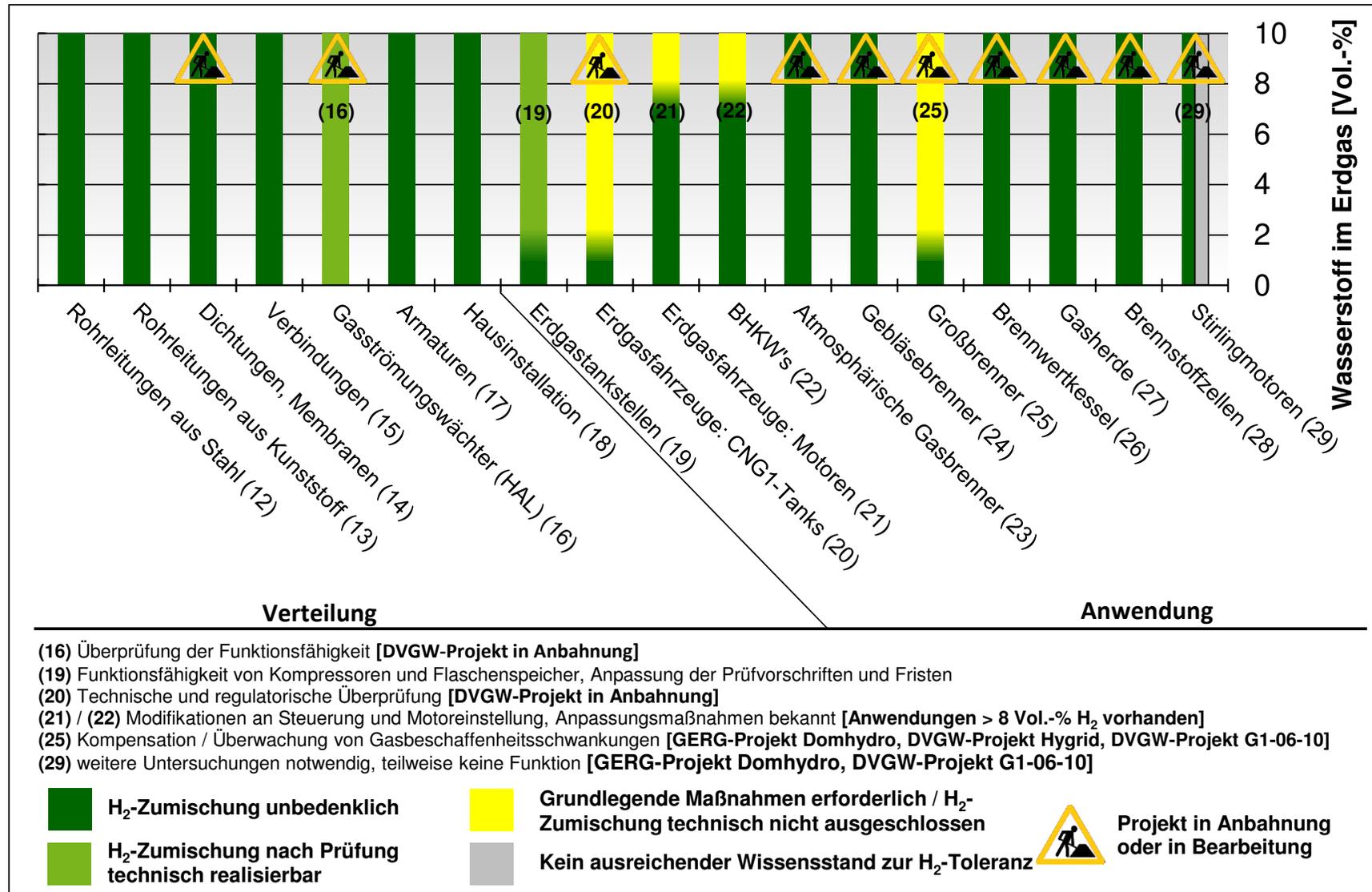


Abbildung 2: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung

(23) Atmosphärische Brenner

Es werden Praxisuntersuchungen zur Verifizierung der vorliegenden Erkenntnisse empfohlen. Hierbei ist auch auf Auswirkungen im Dauerbetrieb und Aspekte der Sicherheit, thermischen Leistung, Effizianzforderungen, Emissionsanforderungen, Akustik, Einstellpraxis vor Ort, Ionisationsstrom, auch bei schwankenden Konzentrationen zu fokussieren. Es ist zu beachten, dass diese Untersuchungen mindestens partiell auch ohne die Zumischung von H₂ nur durch die Veränderung der Gaszusammensetzungen erforderlich werden. Zur Ausgestaltung möglicher Untersuchungen wird die Erstellung einer Matrix aus relevanten Verbrennungssystemen, Anforderungen und Randbedingungen als Basis zur Beurteilung der Auswirkungen möglicher Gasbeschaffenheitsänderungen auf der Anwendungsseite (Konsultation von Herstellern) empfohlen. Nach derzeitigen Wissensstand stellen 10 Vol.-% H₂ keine Probleme dar, daher haben die Untersuchungen wie eingangs erwähnt verifizierenden Charakter.

Im GERG Projekt „Domhydro“ sowie im E.ON Projekt „Hygrid“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

(24) Gebläsebrenner / (25) Großbrenner / (26) Brennwertkessel

Die Praxisuntersuchungen zzgl. Umfang für (23) Atmosphärische Brenner werden empfohlen. Dazu sollte ein Screening und Bewertung spezieller Anwendungstechnologien (z.B. Warmluftzeuger, Gasinfrarot-Dunkelstrahler, Gasinfrarot-Hellstrahler usw.) zusätzlich durchgeführt werden.

Im GERG Projekt „Domhydro“ sowie im DVGW Projekt „Hygrid“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten. Weitere Untersuchungen zu Industriebrennern werden derzeit im laufenden DVGW Forschungsprojektes G1-06-10 „*Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen*“ vorgenommen.

Nach ersten Ergebnissen aus dem DVGW-Projekt zur Änderung der Gasbeschaffenheit zeigt sich, dass in Abhängigkeit von der konkreten industriellen Gasanwendung geeignete Verfahren, Geräte und Methoden zur Messung und Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen erforderlich werden. Nach Aussagen von Industrieunternehmen stellt nicht der H₂ im Erdgasnetz sondern eher schwankende Gasbeschaffenheiten, auch Änderungen, die innerhalb des DVGW-AB G 260 liegen, ein Problem dar. Für gasbeschaffenheitssensible Bereiche insbesondere mit direkten Medienkontakt (z.B. Keramik-, Glasindustrie) müssen evtl. weitere Maßnahmen ergriffen werden, wie z.B. der Einsatz von O₂-Messsonden, Wobbe-Messgeräte oder PGC's. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass H₂ bei einigen Anwendungsprozessen aus dem Brenngas entfernt oder eine Alternativversorgung eingerichtet werden muss.

(29) Stirlingmotor

Untersuchungsbedarf besteht bei der Funktionsfähigkeit inkl. relevanter Kenndaten (Effizienz, Emissionen usw.) sowie die Bestimmung der H₂-Grenzkonzentrationen der verfügbaren vier Stirlingmotoren.

Im GERG Projekt „Domhydro“ laufen derzeit Praxistests zu Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf Gasendanwendungen (Stirlingmotoren) hinsichtlich Leistung, Emissionen und Sicherheit. Nach Abschluss der Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

Erdgas als Arbeitsmedium

Handlungsbedarf besteht bei der Erfassung und Untersuchung der Einflüsse von H₂ bei Arbeits- und Prozessanwendungen (Analyse des gesamten Spektrums: Messmethoden, Einbindung in die Regelung / Steuerung, Einfluss auf Feuerfestmaterialien, Produktqualität, Entstehung NO_x-Werte usw.). Bei einigen Prozessen sind bereits Gegenmaßnahmen (z.B. zusätzliche Messsonden) bekannt.

Informationen aus dem DVGW-Projekt „Gasbeschaffenheitsänderungen“ zu industriellen Anwendungen haben gezeigt, dass geeignete Verfahren, Geräte (O₂-Messsonden) und Methoden (Kontrolle mittels PGC) zur Messung und Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen erforderlich sind.

Die Erfassung möglicher Beeinträchtigung von Prozessen wird zurzeit vom VCI im Rahmen einer Arbeitsgruppe durchgeführt und sollte im Nachgang mit Vertretern aus der Gaswirtschaft diskutiert und soweit möglich verifiziert werden, um die Übernahme von Partikularinteressen der chemischen Industrie zu vermeiden.

Die Herstellung einer H₂-Toleranz in den identifizierten Prozessen sollte von der Anwenderseite verantwortet werden.

Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

Odormittel / Wasserstoff-Interaktionen

Der Einfluss von H₂ auf neue Odormittel (chemischen Reaktionen, Ausfällungen, Geruchsveränderungen usw.) ist zu untersuchen. Dazu sind mögliche chemische Reaktionen bei Temperaturveränderungen infolge von Vorwärmung bzw. Drosselung mit einzubeziehen. Gleichzeitig sind mögliche Änderungen bei der Odormittelkontrolle zu analysieren. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

Die möglichen Wechselwirkungen von H₂ und Mikroorganismen werden u.a. im DBI-Projekt „BioKorrMin - Untersuchungen zu den Wirkprinzipien und Auswirkungen von mikrobiell induzierter Biorosion und Alterung von Bauteilen in biogasführenden Anlagen und Möglichkeiten zur Minimierung oder Verhinderung“ untersucht.

Brennwertverfolgung im Verteilnetzen (Abrechnung)

Zur Konzentrationsbestimmung und Brennwertnachverfolgung im Verteilnetz ist die Entwicklung von Lösungen insbesondere für komplexe Netzstrukturen erforderlich. Derzeit werden entsprechende Messsysteme bei *E.ON New Build & Technology* entwickelt und mit Feldversuchen in der Praxis validiert.

Ausbreitungsverhalten / EX-Schutz

Das Ausbreitungsverhalten von H₂-Gemischen bei unterschiedlichen Konzentrationen z.B. in Räumen sollte analysiert werden. Dies schließt auch Leckagen um freiliegende Rohre, das Zündverhalten und die Brandgefährdungen mit ein. Daraus sollte eine

Überprüfung der bestehenden EX-Schutz-Zonen-Bestimmung in der Umgebung von H₂-Gemischen erfolgen. Eine Überprüfung und ggf. Anpassung des DVGW-AB G 442 "*Explosionsgefährdete Bereiche an Ausblaseöffnungen von Leitungen zur Atmosphäre an Gasanlagen*" ist vorzunehmen. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diese Themenschwerpunkte untersucht.

Taupunktmessung

Als Überprüfungsbedarf wird die Identifizierung eines H₂-Grenzwertes zur genauen Detektion des Feuchtegehaltes im Erdgas gesehen. Derzeit liegt kein bekanntes Projekt oder in Anbahnung vor, welches diesen Themenschwerpunkt untersucht.

5.2 Zeitlich Bewertung zur Herstellung einer Wasserstofftoleranz im Bereich von 10 Vol.-%

Eine erste Abschätzung zur zeitlichen Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen in Kapitel 5.1 ist in Abbildung 3 dargestellt. Der wesentliche Teil der Maßnahmen ist innerhalb von drei Jahren durchführbar. Bei UGS sowie Komplettierungstechnik / Obertage-Anlage werden entsprechend dem laufenden Projekt fünf Jahre angesetzt. Anschließend muss geprüft werden, ob Folgeprojekte diesbezüglich notwendig sind.

Wird von einem vollständigen Austausch der Anlagentechnik ausgegangen, sind für Gasturbinen und Verdichter jeweils 25 Jahre Abschreibungszeitraum (Wert nach Gasnetzentgeltverordnung, Anlage 1 für „Erdgasverdichtung“) anzusetzen. Bei Erdgasfahrzeugen im Bestand muss hierbei von 20 Jahren aufgrund der herstellereitigen Gewährleistungsgarantie ausgegangen werden.

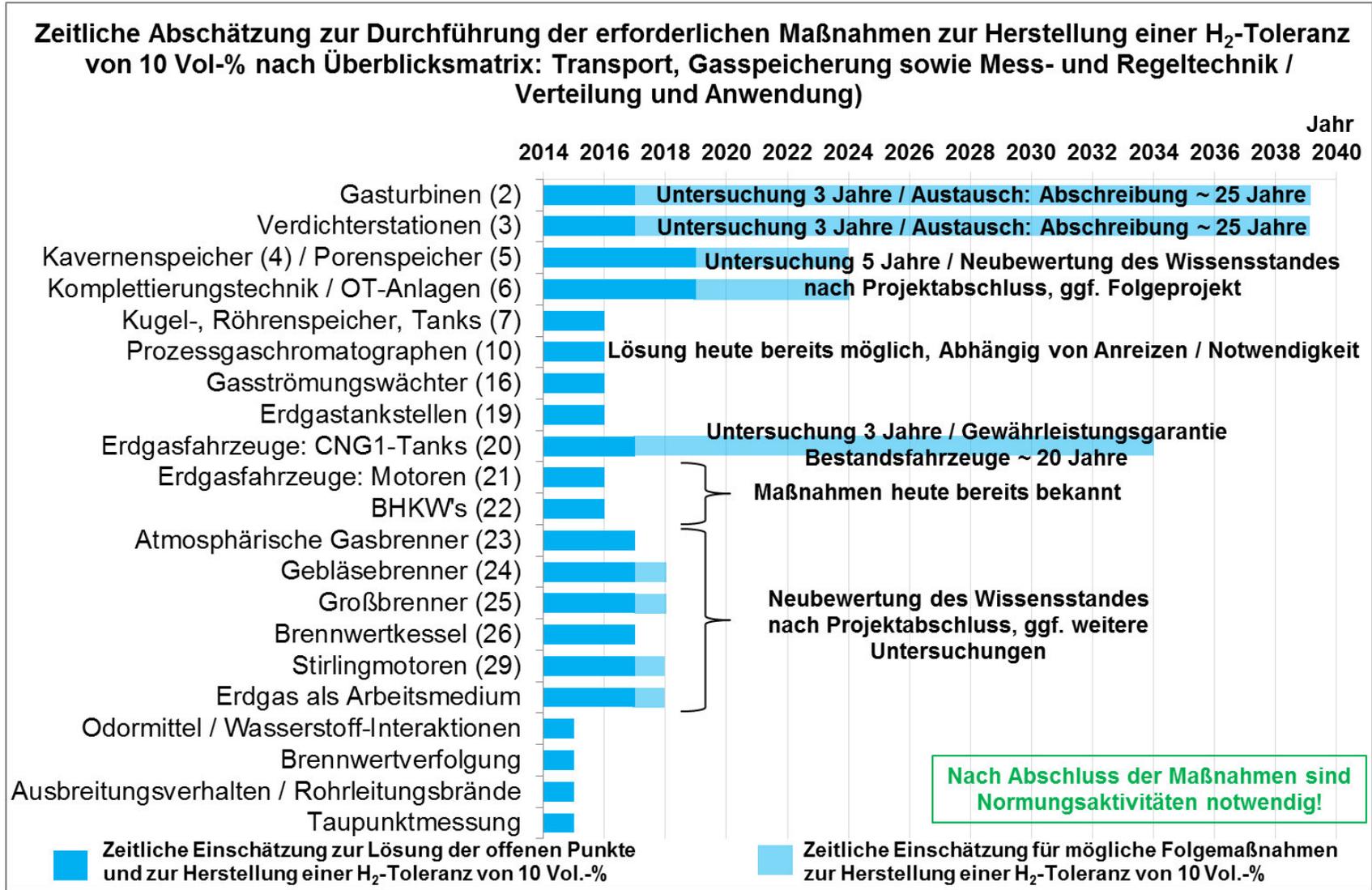


Abbildung 3: Zeitliche Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen nach Abbildung 1 und Abbildung 2

6 Zusammenfassung

Im Rahmen eines Informationsaustausches wurden die technischen Komitees des DVGW und Industriepartner / -Verbände in Abstimmung mit dem *Cluster Power-to-Gas* über den aktuellen Wissensstand zur H₂-Toleranz informiert. Darüber hinaus wurden offene Hinweise auf noch bestehende Wissenslücken oder zu bislang nicht untersuchten H₂-kritischen Komponenten sowie weiterführende Erfahrungen aus laufenden Pilotprojekten aufgenommen.

Als Auswertung dieses Informationsaustausches kann festgehalten werden, dass die mitgeteilten erforderlichen Maßnahmen teilweise von laufenden und in Anbahnung befindlichen Projekten abgedeckt werden. Weiterhin führen die umfangreichen Aktivitäten in Bezug auf die H₂-Forschung innerhalb aber auch außerhalb des DVGW dazu, dass eine Bündelung des aktuellen Wissensstandes nur durch gezielte Aktivitäten möglich ist. Im Rahmen eines weiteren DVGW Kleinvorhabens „*Wissensmanagement zur Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur*“ wird diese Aktivität daher vorgenommen.

Zur Herstellung einer zukünftig avisierten H₂-Toleranz von 10 Vol.-% im Erdgasnetz konnten die erforderlichen Maßnahmen verifiziert werden. Nach derzeitigen Kenntnisstand sind Gasturbinen, Kavernenspeicher / Porenspeicher, Komplettierungstechnik / Obertage-Anlage, Fahrzeug: CNG1-Tanks und Großbrenner die wesentlich kritischen Komponenten. Für die Umsetzung dieser Maßnahmen ist in vielen Fällen eine Kooperationen mit weiteren Projektpartnern (z.B. Hersteller von Gasturbinen, Automobilindustrie) anzustreben, um das Herstellerwissen zu diesem Komplex systematisch zu erfassen sowie Kosten zu wälzen. Bis auf Gasturbinen werden derzeit alle genannten kritischen Bereiche von Projekten in Anbahnung oder in Bearbeitung erfasst. Insgesamt ist jedoch der Wissensstand nach Abschluss der Projekte neu zu bewerten.

Weitere Untersuchungen zur Herstellung einer H₂-Toleranz müssen im Bereich „Erdgas als Arbeitsmedium“ durchgeführt werden. Dies sollte ebenfalls in Zusammenarbeit mit der Industrie erfolgen. Dabei wird an die Anwender bzw. Hersteller appelliert, selbständige Maßnahmen einzuleiten, um sich auf zukünftige Qualitätsschwankungen im Erdgasnetz und die Nutzung von H₂-haltigen Gasen einzustellen.

Ausgehend von einer H₂-Einspeisung ins Erdgasverteilnetz ohne Erdgastankstellen und komplexer Industrie kann von einer Verträglichkeit von 10 Vol.-% H₂ heute schon ausgegangen werden. Insgesamt können die offenen Fragen zu unkritischen Punkten (z.B. Brenner, EX-Schutz) überwiegend bis 2017 geklärt werden. Im Speicherbereich müssen nach Abschluss (2019) der laufenden Projekte die Ergebnisse bewertet und ggf. weitere Folgeprojekte durchgeführt werden. Auf Transportnetzebene (Gasturbinen, Verdichter) müssen im Zweifelsfall die Elemente nach Ablauf der Abschreibungszeit (~ 25 Jahre) ausgetauscht werden. Eine ähnliche Zeitschiene muss für Erdgasbestandfahrzeuge CNG1-Tanks (~ 20 Jahre Gewährleistungsgarantie) angenommen werden.

Weiterhin hat die Auswertung ergeben, dass die noch durchzuführenden Maßnahmen oftmals themenübergreifend geklärt werden müssen. Die aufgetretene Problematik der zukünftig noch mehr schwankenden Gasqualitäten (verschiedene Erdgaslieferquellen, erhöhte Einspeisung „grüner“ Gase) trifft alle Anwendungsbereiche der Erdgasinfrastruktur. Ebenso muss der Bereich zur Materialverträglichkeit von Metallen und Kunststoffen (z.B. Armaturen, Endgeräte) zusammenfassend betrachtet werden. Zu diesen Fragestellungen existieren jedoch bereits umfangreiche Grundkenntnisse. Neben der Entwicklung und Bündelung neuer Projekte sollte auch insbesondere die Kostenanalyse zur Herstellung der H₂-Toleranz im Fokus zukünftiger Arbeiten stehen. Somit lassen sich die Kosten für Power-to-Gas noch transparenter darstellen.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Dr. Peter Schley, Dr. Klaus Altfeld, „Development of natural gas quality in Europe, Veröffentlichung in gwf,“ 2011.
- [2] NATURALHY, „www.naturalhy.net,“ [Online]. Available: www.naturalhy.net. [Zugriff am 2009].
- [3] Projekt „HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany, www.hypos-eastgermany.de, "Umsetzung von H2-Industrieprojekten im großtechnischen Maßstab in der mitteldeutschen Wirtschaftsregion", 2014.
- [4] EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION (EIGA), „HYDROGEN TRANSPORTATION PIPELINES, IGC Doc 121/04/E, GLOBALLY HARMONISED DOCUMENT,“ 2004.
- [5] AD 2000 Merkblatt W4, „Werkstoffe für Druckbehälter, Rohre aus unlegierten und legierten Stählen,“ Ausg. 05.2008.
- [6] Gräfen, H.; Pöpperling, R.; Schlecker, H.; Schlerckmann, H.; Schwenk, W., „CERT-Untersuchungen an Leitungsrohrstählen über eine Korrosionsgefährdung durch wasserstoffhaltige Gase bei hohen Drücken. Werkstoffe und Korrosion, 39, 517,“ 1988.
- [7] Briottet, L., Batische, R.; de Dinechin, G.; Langlois, P.; Thiers, L., „Recommendations on X80 steel for the design of hydrogen gas transmission pipelines. International Journal of Hydrogen Energy, 37, 11, 9423-9430.,“ 2012.
- [8] E.ON Ruhrgas AG.
- [9] Infraseriv GmbH & Co. Höchst KG, „Befragung im Rahmen des Sachstands bogens zur Wasserstofftoleranz,“ August 2013.
- [10] DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Entwurf), „Technische Regeln - Gasbeschaffenheit,“ Januar 2012.
- [11] Dr. J. Larfeldt, Siemens Industrial Turbomachinery AB, Sweden, „Kommunikation mit Dr. Altfeld, E.ON Ruhrgas AG,“ 2011.
- [12] Andersson, M. et al., „Co-firing with hydrogen in industrial gas turbines, Svenskt Gastekniskt Center AB, SGC Rapport 2013:256,“ [http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC256\(1\).pdf?PHPSESSID=22b88bf3d4dad87479275cfb29bd57c2](http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC256(1).pdf?PHPSESSID=22b88bf3d4dad87479275cfb29bd57c2), 2013.
- [13] Dr. Arnd Schmücker, Open Grid Europe GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ April 2013.
- [14] Dr. Stefan Rickelt, E.ON New Build & Technology GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [15] Netzentwicklungsplan Gas 2012, „Netzentwicklungsplan Gas 2012 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber,“ Berlin, 10. März 2013.
- [16] Open Grid Europe GmbH, 2011.
- [17] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

- [18] Dr. Stefan Lunderhausen, Dr. Tobias Rudolph, E.ON Gas Storage GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [19] VNG - Verbundnetz Gas AG, 2011.
- [20] EU Projekt NATURALHY, Reliability of domestic gas meters, 2009.
- [21] 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.
- [22] Sarge, S.: PTB-Handreichung, „Wasserstoff im Erdgasnetz“, 2. Entwurf, 11.09.2013.
- [23] DVGW-Projekt G3-02-12, E.ON, DBI, „Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung,“ 2013.
- [24] DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Entwurf), „Technische Regeln - Gasbeschaffenheit,“ Januar 2012.
- [25] DIN EN 334, „Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar,“ Juli 2009.
- [26] DIN EN 14382, „Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen - Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar,“ Juli 2009.
- [27] DIN EN 437, „Prüfgase - Prüfdrücke Gerätekategorien,“ September 2009.
- [28] DBI, DVGW-EBI, E.ON, VNG, IWES im Auftrag vom DVGW, „DVGW-Projekt G1-07-10: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ Bonn, 2010 bis 2013.
- [29] Air Liquide Deutschland GmbH, „Air Liquide; 1x1 der Gase; Physikalische Daten für Wissenschaft und Praxis,“ Karten Druck & Medien GmbH & Co. KG, Mönchengladbach, 2007.
- [30] Prof. Dr.-Ing. Prof. h.c. Jens Mischner, „Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze; Workshop Fachhochschule Erfurt,“ 28.08.2013.
- [31] Elster GmbH, „Elster-Instromet Journal 3/2008,“ 2008.
- [32] Stephan Mock, Elster GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [33] Eckart Fink, DVGW-Obmann des TK Erdgastankstellen, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [34] DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge, *Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren*, Februar 2008.
- [35] TU Graz, „HYTHANE „Synergiepotenzial eines Fahrzeugs mit variablem Erdgas/Wasserstoff-Mischbetrieb““.
- [36] <http://www.eltis.org>, „Hythan – Mischung von Wasserstoff mit CNG für die Stadtbusse in,“ Oktober 2013.

- [37] Christoph Schreckenber, Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [38] E.ON Ruhrgas AG, „Labortests an unterschiedlichen Produkten,“ 2009 - 2012.
- [39] Rainer Schmidt, Deutsches Institut für Normung, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [40] VDEh-Betriebsforschungsinstitut (BFI), „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [41] VIK/VCI-Position, „Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze,“ August 2013.
- [42] Hans-Georg Slooten, Westnetz GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ März 2013.
- [43] DVGW Berufsbildung, „Gasspüren im Bereitschafts-/Entstörungsdienst, Verfahren-Geräte-Anwendungen, Teilnehmerunterlagen,“ 2009.
- [44] Stadtwerke München GmbH, „Thema: Einflüsse von Wasserstoff auf KKS; Telefonat mit Hr. Gaugler,“ 05.11.2012.
- [45] Prüfgrundlage VP-305-1, Strömungswächter für die Gasinstallation, Dezember 2007.