

Quelle: modifiziert nach FM2 – Fotolia.com

## Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung

Das Erdgasleitungsnetz ist eine effiziente, sichere, umweltfreundliche und gesellschaftlich akzeptierte Energieinfrastruktur. Aufgrund seines Aufbaus ist es prinzipiell für die Fortleitung von Wasserstoff oder Methan aus regenerativer elektrischer Energie geeignet. Die Nutzung der Gasinfrastruktur und seiner Komponenten bietet daher die Chance für einen ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvollen Übergang von einer fossilen zu einer regenerativen Energiewirtschaft und wird so zum unverzichtbaren Teil eines zukünftigen Energiesystems.

Mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung wurden die Weichen für eine grundlegende Umgestaltung der Energieversorgungssysteme gestellt. Bis 2050 sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland um mindestens 80 Prozent und der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent sinken. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, das Energiesparen und die Energieeffizienzsteigerung stehen daher im Fokus der politischen Tagesordnung. Dieser energiepolitischen Ausrichtung muss sich die Gasversorgung anpassen und steht vor einem tiefgreifenden Wandel. Erdgas, derzeit noch die Nr. 1 im Wärmemarkt, muss sich heute stärker denn je im Wettbewerb

mit alternativen Heiztechnologien behaupten. Darüber hinaus lassen erhöhte Dämmstandards sowie Effizienzsteigerungen den Heizbedarf an sich und in Folge den Erdgasabsatz weiter sinken.

Insbesondere in der Stromerzeugung ist die Wirkung der politischen Vorgaben klar zu erkennen. Allein im Bereich der Photovoltaik (PV) wurden im Jahr 2010 zu den bereits installierten rund 10 GW Leistung nach einer Prognose des Bundesverband Solarwirt-

schaft e. V. noch einmal fast 7 GWp<sup>1</sup> zugebaut und rund 12.000 GWh Solar-Strom erzeugt [1]. Noch stärker zeigt sich der Ausbau der regenerativen Energien bei der Windkraft. Derzeit sind Windkraftanlagen mit einer Erzeugungskapazität von rund 25 GW installiert. Für 2020 wird erwartet, dass dieser Anschlusswert auf annähernd 50 GW ansteigt. Bereits heute übersteigt die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne jedoch zeitweise die Nachfrage, sodass nicht nur konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden müssen, sondern auch Windräder und Solaranlagen abgestellt werden. Eine Schlüsselkomponente für die Energieversorgung der Zukunft stellen da-

<sup>1</sup> GWp = Abkürzung für Gigawatt Peak (Spitzenleistung), Einheit der maximalen Leistung eines Photovoltaik-Kraftwerks.

her effiziente Speichertechnologien dar, die den Strom dann aufnehmen, wenn er in Massen produziert wird, und die ihn, wann immer benötigt, an energiebedürftigen Standorten wieder abgeben. Wünschenswert ist zudem eine Reduktion des Transportaufwands vom Speicherort zu den Verwendungsorten. Einen solchen für die gesamte Energie- und Volkswirtschaft vielversprechenden Lösungsansatz bietet die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff oder Methan und deren Einspeisung in das Gasnetz.

Vor diesem Hintergrund untersucht der DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. im Rahmen der Innovationsoffensive, welche Rolle der Energieträger Gas im zukünftigen Energiesystem einnehmen kann. Ein Ansatz, der im Rahmen der Gasfachlichen Aussprachetagung – gat 2010 in Stuttgart – erneut von den DVGW-Mitgliedern bekräftigt und von Behörden und Politik begrüßt wurde. Ziel ist es, die Potenziale von Gas als geeignetem Partner der erneuerbaren Energien deutlich zu machen und die technologische Basis dafür auszubauen. Ein Kernthema dabei ist die Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan aus regenerativem Strom in das vorhandene Gasnetz: „Power to Gas“.

### Schlüsselthema „Power to Gas“

Gleich mehrere Gründe sprechen für das Power-to-Gas-Konzept: In das bestehende Gasnetz eingespeist, können Wasserstoff oder Methan je nach Bedarf wieder in Strom, Wärme oder Kraftstoff umgewandelt werden. Ein ausgebautes und leistungsfähiges Gasnetz innerhalb Deutschlands und auch Europas besteht bereits. Das deutsche Gasnetz verfügt über ein Speichervolumen, das gut einem Drittel der gesamten jährlichen Stromproduktion Deutschlands entspricht, und es bietet eine hohe Flexibilität bei hohen Transportkapazitäten über große Entfernungen.

Das Gasnetz transportiert jährlich eine Energiemenge von ca. 1.000 Mrd. kWh und damit etwa doppelt so viel wie das Stromnetz (rd. 540 Mrd. kWh). 20 Prozent des jährlichen Gasabsatzes werden derzeit in Unterspeichern vorgehalten, bis 2030 wird dieser Wert auf 30 Prozent ansteigen. Das Erdgasnetz ist damit nicht nur ein flächendeckendes und europaweit vernetztes Energieverteilungssystem, sondern stellt auch eine erhebliche Energiespeicherkapazität dar. Im Gegensatz zum Stromnetz, in dem eine zeitversetzte Auf- und Abgabe von Energie nicht möglich ist. Bis zu 3.600

Kilometer zusätzliche Stromleitungen wären allein auf der Transportebene notwendig, um die erforderlichen Stromtransportkapazitäten für die Integration der Erneuerbaren zu schaffen. Ein milliardenstarker und enorm hoher technischer Aufwand [2, 3, 4].

Rund 500.000 Kilometer Gasleitungen und Speichermöglichkeiten für 20 Mrd. m<sup>3</sup> Gas [5] sind hingegen schon vorhanden und könnten regenerativ erzeugten Strom in Form von Wasserstoff oder Methan sofort aufnehmen. Technisch wurden wasserstoffhaltige Gase bis in die 1980er-Jahre genutzt. Im Stadtgas z. B. der 1950er-Jahre waren Wasserstoffanteile von bis zu 50 Prozent durchaus üblich und wurden flächendeckend eingesetzt (siehe Infobox). In der modernen Gasteknik haben sich die Rahmenbedingungen aber auf ein weitgehend reines Methan-Gas eingestellt. Dennoch sind heute unter Berücksichtigung des DVGW-Regelwerkes (G 260/G 262) bereits Beimischungen von Wasserstoff ins Gasnetz bis 10 Vol.-Prozent möglich [6]. Ergeb-

nisse aus EU-kofinanzierten Projekten (z. B. NATURALHY, SES6/CT/ 2004/502661) zeigen, dass viele Elemente der bestehenden Gaswirtschaft Zumischungen von Wasserstoff bis zu 15 Vol.-Prozent gut tolerieren können.

Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, neue Herausforderungen und Aufgaben für die Gaswirtschaft zu entwickeln und wirtschaftlich tragfähige Power-to-Gas-Konzepte zu schaffen, sind eine effiziente Anlagentechnik und ein entsprechend förderlicher regulatorischer Rahmen notwendig. Die hierfür wesentlichen technologischen Prozesse sind die Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff sowie, wenn erforderlich, nachfolgend eine exotherme Methanisierung, die aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid Methan synthetisiert. Für eine Bewertung der Potenziale dieser Prozesse und ihrer Eignung für das Power-to-Gas-Ansatz der Energiespeicherung muss die Effizienz der Verfahren sowie der erforderlichen Nebenanlagen bewertet werden. Dies

### Wasserstoffreiche Gase in der Gasversorgung: Gestern, heute und morgen

Die Grundsteine der öffentlichen Gasversorgung wurden vor über 200 Jahren in England, Deutschland und Frankreich gelegt. Wasserstoffreiche Gase wurden durch die Vergasung von Kohle erzeugt, in ersten Druckrohrleitungssystemen für die Straßenbeleuchtung und wenige Jahre später auch für den Einsatz im häuslichen Bereich verteilt und verwendet.

Dass Wasserstoff ein wesentlicher Bestandteil des Stadtgases war, wurde auch in der zweiten Auflage des Arbeitsblattes G 260 von 1959 (Wasserstoffanteil von 43 – 50 Vol.-Prozent für Gruppe A und 50 – 60 Vol.-Prozent für Gruppe B) festgeschrieben. In der Zeit von 1950 bis 1987 wurden in der Bundesrepublik ca. 650 Mrd. m<sup>3</sup> Stadtgas erzeugt, verteilt und im häuslichen sowie industriellen Bereich verwendet. Im gleichen Zeitraum wurden in der DDR ca. 176 Mrd. m<sup>3</sup> Stadtgas verteilt.

Heute noch wird im Ruhrgebiet eine Kokerei (Prosper in Bottrop) betrieben, die Kokegas in eine Rohrleitung mit ca. 6 bar Betriebsdruck einspeist, die das Gas von West nach Ost durch das Ruhrgebiet transportiert und verteilt. Für das Kokegas gilt das DVGW-Arbeitsblatt G 260.

Zukünftig könnten die Fähigkeiten, die Erdgas hat, um Wasserstoff aufzunehmen und zu transportieren, hervorragend dazu genutzt werden, um die von erneuerbaren Energieträgern erzeugte Energie ins Erdgasnetz zu integrieren. Heute bereits sind die Einspeisung und der Transport von Bio-Methan, erzeugt aus einer Synthese von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>, im Erdgasnetz nicht mehr wegzudenken.

Aus regenerativen Energiequellen erzeugter Wasserstoff könnte als Methan-Wasserstoff-Gemisch im Erdgasnetz in den nächsten Jahren einen ähnlichen ökologischen Weg einschlagen. Die aus Wasser zu Wasserstoff konvertierten fluktuierenden Strommengen von Wind- und Solaranlagen könnten außerdem über diesen Weg, durch einen von der Erzeugung zeitlich entkoppelten Verbrauch, einen Beitrag zum Thema Energiespeicherung liefern.



Integration von Bio-Methan/regenerativem Wasserstoff ins Erdgasnetz

Quelle: [14]

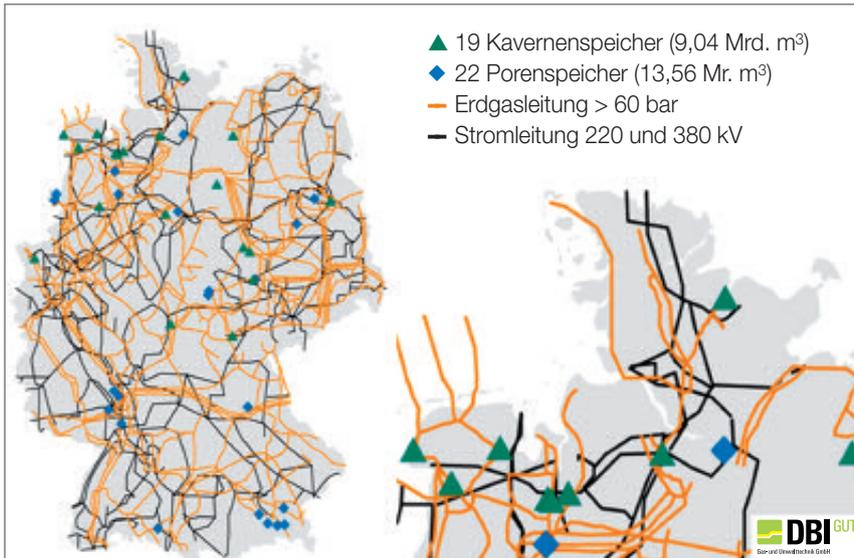


Abb. 1: Schnittstellen von Strom- und Gasnetz sowie Lage von Erdgasspeicher

Quelle: [7]

erfordert neben der Konkretisierung von Anlagenkonzepten auch weitere Betrachtungen, z. B. der Schnittstellen der Energienetze oder der Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur gegenüber Wasserstoff. Diese Fragestellungen werden im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive in dem F&E-Projekt „Energiespeicherkonzepte“ (G1-07-10) untersucht. Die Bearbeitung des Projektes erfolgt innerhalb eines DVGW-Forschungskonsortiums mit folgenden Partnern: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, E.ON Ruhrgas AG,

Fraunhofer IWES und VNG AG unter der Koordination der DBI GUT GmbH. Die Projektschwerpunkte und erste Zwischenergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

### Schnittstellen der Energieinfrastrukturen

Die Speicherung von erneuerbarer Energie im Erdgassystem setzt die Fähigkeit des Netzes voraus, die Energieträger Wasserstoff und Methan aufnehmen zu können. Hierzu ist es erforderlich, neben der technischen Verträglichkeit des Mediums, die für

Methan uneingeschränkt und für Wasserstoff in Grenzen gegeben ist, auch mögliche Übernahmeschnittstellen zwischen den Netzen sowie deren Kapazitäten zu betrachten. Hierbei stellt sich vorteilhaft dar, dass beide Energienetze (Strom- und Erdgasnetz) ähnliche Grundstrukturen aufweisen. Große Energiemengen werden zentral erzeugt bzw. eingespeist und an Transport- und Verteilungsnetze übergeben, welche die Versorgung des größten Teiles der Endkunden sicherstellen. Bei der Betrachtung der Transportebene der Energienetze wird deutlich, dass eine Vielzahl von Schnittstellen für die Umwandlung von regenerativer Elektroenergie in speicherbare, gasförmige Medien existiert (Abb. 1). Diese müssen hinsichtlich ihrer Eignung zur Übergabe relevanter Energiemengen untersucht werden. Für den Raum Berlin/Brandenburg wird eine solche Betrachtung im Rahmen eines durch das „Kompetenznetzwerk Mineralölwirtschaft-Biokraftstoffe Brandenburg-Berlin“ geförderten Projektes von DBI GUT durchgeführt. Ziel dieser Untersuchungen ist es, Vorzugsgebiete für die Einspeisung von Biogas und Windmethan zu identifizieren.

### Speicherpfade von erneuerbarem Strom im Erdgasnetz (Wasserstoff und Methan)

Die chemische Speicherung von regenerativem Strom im Erdgasnetz erfordert zunächst die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse. Der Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse liegt bei ca. 70 Prozent. Die konventionelle Elektrolyse mit alkalischer Lösung als Elektrolyt, die Stand der Technik ist, erreicht einen Wirkungsgrad von ca. 90 Prozent und alkalische Elektrolyseure mit modifizierten Elektroden und Membranen können im Labormaßstab sogar Wirkungsgrade von über 90 Prozent realisieren. Der hergestellte Wasserstoff kann anschließend als Zusatzgas dem Erdgas beigemischt werden oder in einer nachgeschalteten Methanisierung zu Methan umgewandelt werden. Für diesen zweiten Umwandlungsschritt (exotherme Reaktion) wird CO<sub>2</sub> aus möglichst regenerativen Quellen benötigt, welches dann noch einmal genutzt werden kann, bevor es emittiert wird. Die Methanisierung gehört zur Standard-Technologie für die Kohlevergasung und der Wirkungsgrad liegt im Bereich von etwa 75 bis 85 Prozent [8, 9]. Die Reaktortemperaturen beim Umwandlungsprozess liegen bei 250 bis 500 °C.

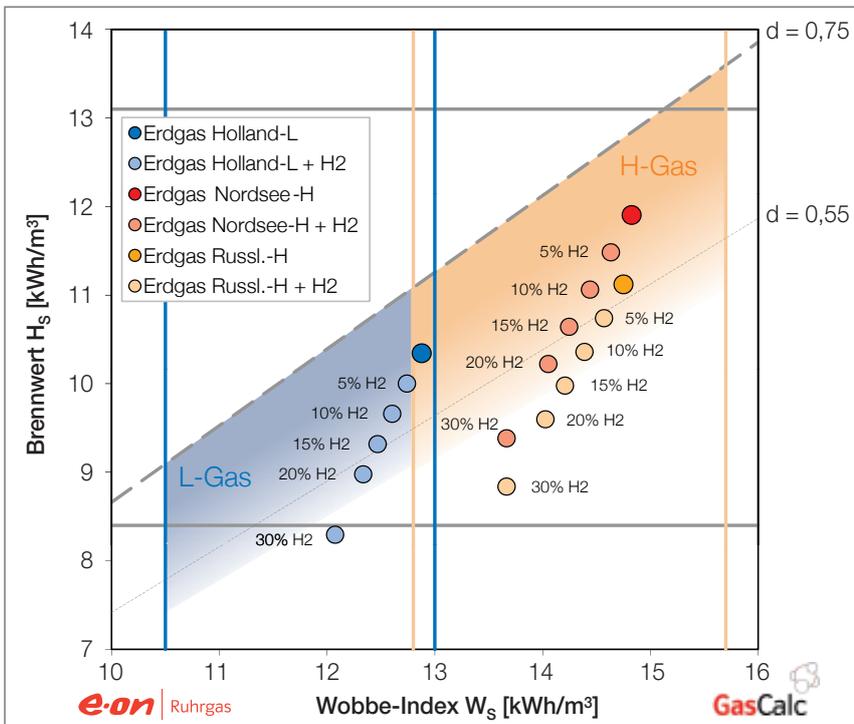


Abb. 2: Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte ( $H_s$ ,  $W_s$ ,  $d$ ) in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration für drei verschiedene Erdgase unter Berücksichtigung der Grenzwerte nach G 260. Die Unterschreitung der Grenze für die relative Dichte ( $d = 0,55$ ) ist nach einer Einzelfallprüfung möglich.

Quelle: [10]

timale Reaktionstemperatur vorherrscht. Neben dem Einsatz geeigneter Katalysatoren setzt der Prozess in engen Grenzen schwankende Stoffströme voraus, was eine Zwischenspeicherung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffes erforderlich macht. Der wesentliche Vorteil der Methanisierung liegt in der „unbegrenzten“ Zumischbarkeit ihres Produktgases (Methan) zum Erdgas. Wird regenerativ erzeugtes Methan in das Erdgasleitungsnetz eingespeist, sind im Betrieb des Erdgasleitungssystems und der Anwendung weder technische noch organisatorische Anpassungen erforderlich. Bei einer Wasserstoffeinspeisung ist dies nicht immer der Fall, jedoch sind heute bereits schon geringe Zumischkonzentrationen ohne Nachregelungen möglich. Für die Zumischung von größeren Mengen Wasserstoff ist eine differenzierte Betrachtung von Leitungsinfrastruktur und Anwendungstechnologien erforderlich.

Bei der Integration von erneuerbarem Strom in das Erdgasnetz ist daher prinzipiell zu unterscheiden, ob die erforderlichen Aufwendungen zur Einbindung vor dem Netz, in Form der Methanisierung, oder im Netz, also zur Erhöhung der Toleranz gegenüber Wasserstoff, realisiert werden. Als Grundlage für die Entscheidungsfindung ist eine Bewertung unter Berücksichtigung von technischen, betriebswirtschaftlichen und insbesondere volkswirtschaftlichen Kriterien erforderlich. Im Ergebnis einer solchen Bewertung können Anwendungsfälle identifiziert werden, bei denen eine Zumischung von Wasserstoff gegenüber der von Methan zu bevorzugen ist, sowie Netzschneidpunkte, bei denen die Methanzumischung zu favorisieren ist. Grundlagen und eine erste orientierende Bewertung werden im Rahmen des Projektes geschaffen. Hierzu gehört auch eine Inventur des aktuellen Wissensstandes zur Toleranz des Erdgasleitungsnetzes gegenüber Wasserstoff. Diese ist für die deutsche Gaswirtschaft wichtig, da die letzten umfänglichen Arbeiten zu diesem Thema (DVGW-Forschungsvorhaben „Möglichkeiten des Wasserstoffeinsatzes zur Energieversorgung – Position der deutschen Gaswirtschaft“) aus dem Jahr 2005 stammen und zwischenzeitlich umfangreiche Arbeiten auf diesem Gebiet durchgeführt wurden. Im Folgenden sind erste Ergebnisse aus dem Arbeitspaket 1 (Wasserstofftoleranz) aufgeführt.

### **Wasserstofftoleranz des Erdgasnetzes**

Die Zumischung von Wasserstoff führt, je nach Konzentration, zu einer signifikanten Änderung der Gaskennwerte. Der Brennwert von Wasserstoff beträgt etwa ein Drittel des

Brennwertes von Erdgas, sodass bei einer Zumischung von 20 Vol.-Prozent Wasserstoff der Energieinhalt des Gasgemisches um etwa 15 Prozent abnimmt. Der Wobbeindex hingegen, als Maß für die Charakterisierung der **Qualität** von **Brenngasen**, nimmt bei gleicher Zumischung nur um etwa 5 Prozent ab, da aufgrund der gegenüber Erdgas deutlich geringeren Dichte von Wasserstoff eine Teilkompensation erreicht wird (**Abb. 2**).

Schädigungen, die infolge von Wasserstoffeintrag bei Rohrleitungen auftreten können, sind an eine dynamische Belastung der Werkstoffe gebunden oder erfordern das Vorhandensein von Elektrolyten in der Rohrleitung. Gas-Transportleitungen unterliegen keinen bzw. sehr wenigen dynamischen Belastungen. Selbst bei Vorhandensein der genannten Voraussetzungen wird eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 50 Vol.-Prozent, unter Berücksichtigung von Forschungsergebnissen, als unkritisch eingeschätzt. Wasserstoffkonzentrationen von mehr als 50 Vol.-Prozent können zu einer technisch relevanten Beschleunigung des Risswachstums führen, welches durch geeignete Pipeline-Integrity-Maßnahmen überwacht werden müsste [11].

Die Permeation von Wasserstoff durch Stahl- und Kunststoffrohrleitungen, Dichtungen und Membranen kann aufgrund ihres geringen Umfangs aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht vernachlässigt werden. Aus sicherheitstechnischer Sicht besteht in Hinblick auf die Permeation kein erhöhtes Risiko im Vergleich zu Erdgas, vor allem, wenn der permeierte Wasserstoff frei in die Atmosphäre entweichen kann. Die Permeationsverluste sind wesentlich geringer als die Leckagen durch Undichtheiten. Sowohl die Permeations- als auch Leckageverluste sind so gering, dass diese in der Regel vernachlässigt werden können. Auf die Leckageraten selbst hat die Wasserstoffzumischung zwei Auswirkungen: Der Volumenstrom aller Leckagen steigt an, wobei sich der Massestrom und Energiegehalt der Leckagen erkennbar verringern.

Gasdruckregelanlagen für Eingangsdrücke ab 5 bar werden in Deutschland in der Regel nach dem DVGW-Arbeitsblatt DVGW G 491 geplant und errichtet. Diese Anlagen werden mit Gasen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 mit Ausnahme von Flüssiggas betrieben. Dies bedeutet, dass die Anlagen auch für wasserstoffreiche Gase ausgelegt werden (bis 67 Vol.-Prozent H<sub>2</sub>).

Kavernenspeicher bieten grundsätzlich gute Voraussetzungen für die Wasserstoff-

speicherung. Eine Einspeisung von Wasserstoff in Porenspeicher wird zurzeit kritisch betrachtet. Weitere Untersuchungen sind diesbezüglich noch erforderlich und sollten klären, unter welchen Voraussetzungen Kavernen- und Porenspeicher für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden können.

Hinsichtlich der Wasserstofftoleranz von Gasturbinen bestehen seitens der Hersteller keine Erfahrungen bei der Verbrennung von Erdgas mit Wasserstoffanteilen über 3 bis 4 Vol.-Prozent in Turbinen, die für Erdgas ausgelegt wurden. Mit Konzentrationen bis 9 Vol.-Prozent Wasserstoff im Erdgas wurden einzelne Versuche unter Laborbedingungen von Solar Turbines Inc. durchgeführt, deren Ergebnisse jedoch nicht auf den Standardbetrieb übertragen werden können. Solar Turbines Inc. beschränken daher die Wasserstoffkonzentrationen für bestehende Gasturbinen auf den in den Brenngasspezifikationen festgelegten maximalen Wert von 4 Vol.-Prozent. Bei häuslichen Gasendgeräten bestehen hingegen umfangreichere Erfahrungen. Gasendgeräte, insbesondere moderne vormischende Geräte im häuslichen Bereich, zeigten auch bei 20 Vol.-Prozent Zumischkonzentrationen keine Beeinträchtigungen [11]. Es wird daher antizipiert, dass diese Geräte nicht den begrenzenden Faktor für die Zumischkonzentration von Wasserstoff im Erdgasleitungsnetz darstellen. Diese Erwartungshaltung wird unterstützt, da die Hersteller von Gasendgeräten sicherstellen müssen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 gewährleisten. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welche für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem Wasserstoffanteil von 23 Vol.-Prozent vorschreibt. Mit diesem Wasserstoffanteil müssen daher alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb gewährleisten.

Beim industriellen Anwendungsbereich ist der Einfluss von Wasserstoff auf die verschiedenen Prozesse wenig bekannt. Bei GUD-Kraftwerken werden bei geringen Konzentrationen marginale Leistungseinbußen erwartet. Konzentrationen ab 4 Vol.-Prozent machen auf Grundlage der verfügbaren Informationen den Einsatz von angepassten Brennern in den Gasturbinen notwendig. Der Schwerpunkt von Verträglichkeitsuntersuchungen sollte auf neue, noch wenig etablierte Gasendgeräte im Haushalts- und Industriebereich gesetzt werden. Darüber hi-

naus sollte eine Identifizierung der Einsatzbereiche von Erdgas als Arbeits- und Prozessgas erfolgen.

Bei Erdgas-Fahrzeugen und -Tankstellen wird Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung der verwendeten Stahltanks gesehen. Eine Überprüfung der zulässigen Lastzyklen oder die Verwendung anderer Werkstoffe wird daher empfohlen. Die Zumischung von Wasserstoff führt zur Verringerung der Klopffestigkeit, die bei Gasen mit niedriger Basismethanzahl zu Problemen führt. Die Kraftstoffnorm DIN 51624 legt einen Mindestwert für die Methanzahl von 70 fest. Der Einfluss erscheint jedoch bei geringen Konzentrationen unproblematisch, da Literaturauswertungen zeigen, dass eine Zumischung von Wasserstoff im einstelligen Prozentbereich (ca. 8 Vol.-Prozent) sich aufgrund der erweiterten Zündgrenzen und der erhöhten Flammenge-

schwindigkeit positiv auf die Verbrennung in Ottomotoren auswirkt. In Untersuchungen an der TU Graz und in einem Feldversuch in Malmö konnte gezeigt werden, dass die Schadstoffemissionen von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen gegenüber reinem Erdgas deutlich geringer ausfallen [12, 13].

Auch bei der Zumischung von Wasserstoff (oder anderer Gase) zum Erdgas muss die Sicherheit für Mensch und Umwelt gewährleistet sein. Das Verhalten eines Erdgas-Wasserstoff-Gemisches in geschlossenen Räumen, z. B. bei Leckagen in der Hausinstallation, ist sehr ähnlich dem von reinem Erdgas. Sowohl das Durchmischungsverhalten mit der Raumluft als auch die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion und deren Folgen sind bei Wasserstoffkonzentrationen bis zu ca. 20 Vol.-Prozent vergleichbar mit dem Verhalten von Erdgas.

### Erforderliche Anlagentechnik für die Speicherung von erneuerbarem Strom

Für die Speicherung von regenerativem Strom unter Anwendung des Power-to-Gas-Ansatzes werden Anlagen benötigt, die diese Aufgabe technisch sicher, effizient und zuverlässig übernehmen können. Diese Anlagen werden in Abhängigkeit des Anwendungsfalles und des Speicheransatzes (Wasserstoff- oder Methaneinspeisung) unterschiedlich komplex ausfallen. Sie zeichnen sich aber durch eine große gemeinsame Schnittmenge von Komponenten, der Erzeugung von Wasserstoff, aus. In **Abbildung 3** ist eine erste Anlagenstruktur aufgezeigt, welche im Laufe der Projektbearbeitung weiter detailliert wird. Über eine entsprechende farbliche Gestaltung wurde versucht, die Anlagenelemente den verschiedenen Power-to-Gas-Varianten zuzuordnen. Auch diese Zuordnung wird mit zunehmendem Erkenntnisgewinn aktualisiert.

Neben den dargestellten Hauptelementen (Elektrolyseur, Gasreinigung usw.) müssen auch die erforderlichen Nebenanlagen, z. B. die Wasseraufbereitung, detailliert bewertet werden. Hierbei werden auch die Anforderungen an die Einzelprozesse berücksichtigt.

### Ziele und Schwerpunkte des DVGW-Projektes Energiespeicherkonzepte

Für die weitere Entwicklung des Power-to-Gas-Ansatzes durch die Gaswirtschaft ist eine objektive Einschätzung der Potenziale sowie der Wirtschaftlichkeit dieser Speicheroption essenziell. Auf Grundlage einer solchen Bewertung können dann die erforderlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemeinsam mit den Verantwortlichen in der Politik und den ausführenden Organen (z. B. Bundesnetzagentur) diskutiert werden. Wesentliches Ziel des Projektes ist es daher, diese Bewertung durchzuführen und die für eine Diskussion erforderlichen Grundlagen zu schaffen:

- Ermittlung des Standes der Technik hinsichtlich der Elektrolyse und der Methanisierung
- Inventur des Wissens- und Erfahrungsstandes zur Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur gegenüber Wasserstoff sowie deren eventuelle Aufrüstungsmöglichkeiten
- Entwicklung von Anlagenkonzepten für vier Leistungsklassen

Weiterhin werden die Power-to-Gas-Verfahren mit Lösungen im Stromnetz verglichen, auch um einzuschätzen, ob und in welcher Größenordnung ein Netzausbau auf der Stromseite durch den Einsatz dieser Technologien verringert werden kann. Darüber hinaus wird der Forschungsbedarf für die Umsetzung dieser Lösungen in Abhängigkeit ihres Einsatzgrades ermittelt.

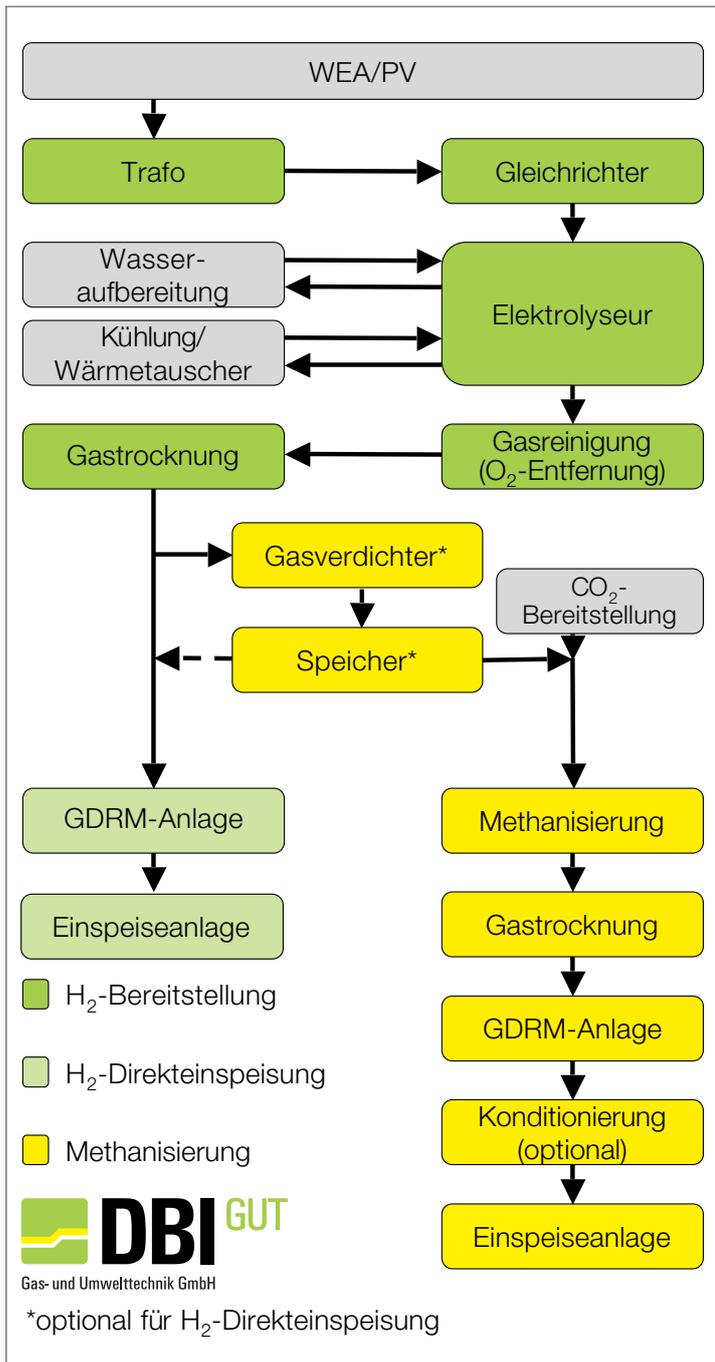


Abb. 3: Schematische Prozessdarstellung (Entwurf)

Quelle: [7]

Auf Grundlage der Ergebnisse werden Handlungsempfehlungen für die Gaswirtschaft erarbeitet, die auch die praktische Prüfung der Anwendbarkeit im Rahmen von Pilotanlagen umfassen sollen. Darüber hinaus ist der DVGW bestrebt, diesen Technologieansatz und insbesondere die erforderlichen Demonstrationen gemeinsam mit den Bundesministerien weiterzuentwickeln und zu befördern. Hierzu wurden erste Gespräche geführt, welche mit der Bereitstellung von neuen Projektergebnissen fortgeführt werden soll.

### Zusammenfassung

Durch die Einbindung von Wasserstoff oder Methan in das Gasnetz können zeitliche Differenzen in der Stromerzeugung aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen und dem Strombedarf ausgeglichen werden, was eine Optimierung des Lastmanagements der Stromnetze erlaubt. Weiterhin wird die chemische Speicherung von erneuerbarer elektrischer Energie in Form von Wasserstoff und Methan derzeit als die einzige Variante angesehen, welche die für eine zunehmend auf regenerativen Energien beruhenden Energiewirtschaft erforderliche Kapazitäten und Reichweiten (Speicherdauer) erreichen kann.

Zur Umsetzung dieser Optionen müssen technische Konzepte entwickelt und hinsichtlich ihrer Praktikabilität, Verfügbarkeit und Effizienz bewertet werden. Weiterhin ist es erforderlich, für die verfügbaren technologischen Ansätze der direkten Wasserstoffeinspeisung und der nachgeschalteten Methanisierung Vorzugsanwendungsfälle zu ermitteln. Hierzu sind Erkenntnisse zur Wasserstofftoleranz des Erdgasleitungsnetzes ebenso notwendig wie eine objektive Einschätzung der Technologiereife und der Standortanforderungen für die Power-to-Gas-Konzepte.

Für eine realistische und volkswirtschaftliche Bewertung ist auch der Vergleich mit Lösungen auf der Stromseite erforderlich, nicht zuletzt, um die Möglichkeiten der Dämpfung des Netzausbaus durch den Power-to-Gas-Ansatz einschätzen zu können. Schlussendlich müssen Handlungsempfehlungen für die Gaswirtschaft auch in Bezug auf die Positionierung im regulatorischen Diskurs formuliert werden. Diese einzelnen Arbeitsschritte stellen die unverzichtbare Grundlage für eine grundlegende Positionierung der Gaswirtschaft zu dieser Technologie dar. Die hierfür notwendigen Arbeiten werden im Rahmen des DVGW-F&E-Projektes „Energiespeicherkonzepte“ (G 1/07/10) als Teil der Innovationsoffensive Gas durchgeführt.

### Literatur:

- [1] Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik); Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW Solar), Stand Januar 2011.
- [2] DVGW, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. – technisch-wissenschaftlicher Verein
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Netzstudie II, 2010
- [4] BMWi, Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2011
- [5] Bundesnetzagentur: Markt und Wettbewerb Energie – Kennzahlen 2010, Seite 52 und 54
- [6] Gelbdruck, DVGW-Arbeitsblatt (Entwurf) G 262, 2010
- [7] DBI Gas- und Umwelttechnik, Leipzig 2011
- [8] Jurascik, M.; Sues, A.; Ptasinski, K. J. (2008): Optimization of Biomass to-Synthetic Natural Gas Conversion Technology Based on Exergy Analysis. In: Proceedings of the International Conference '16th European Biomass Conference & Exhibition' of EUBIA in Valencia
- [9] Müller-Langer, F. (2008): Technische und Ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden. Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“. In collaboration with A. Perimenis, S. Brauer und D. Thrän et al. WBGU – Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen. DBFZ – Deutsches Biomasse Forschungszentrum
- [10] E.ON Ruhrgas AG, Software CasCalc, Essen 2011
- [11] Projektproschüre NATURALHY, Stand Oktober 2009

- [12] Klaus Stolzenburg, Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, DBI H2-Fachforum, Berlin 2010
- [13] Dr. Manfred Klell, DI Markus Sartory, „Wasserstofferdgasgemische in Verbrennungsmotoren“, HyCentA Research GmbH, 2007
- [14] E.ON Ruhrgas AG, Image Film, 2010

### Autoren:

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring,  
Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel (DBI GUT)  
Hans Rasmusson M.Sc. (DVGW)  
Dipl.-Ing. (FH) Herwig Mlaker  
(E.ON Ruhrgas AG)  
Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel (EBI)  
Dr. Thomas Höcher (VNG AG)  
Dr. Michael Sterner (Fraunhofer IWES)

### Kontakt:

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
Theklaer Str. 42  
04347 Leipzig  
Tel.: 0341 2457-129  
Fax: 0341 2457-137  
E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gut.de  
Internet: www.dbi-gut.de

**GASODOR®**  
S-FREE

# Wann haben Sie zuletzt etwas für die Umwelt getan?

**25 % Marktanteil in Deutschland!**

## Schwefelfrei odorieren – innovativ, ökologisch, sicher

Gasodor® S-Free ist das weltweit erste schwefelfreie Odoriermittel für Erdgas. Es entlastet die Umwelt. Es ist wirtschaftlich. Es ist sicher. Zahlreiche Gasversorger haben bereits umgestellt – in Deutschland und Europa. Wann sind Sie dabei?

[www.gasodor-s-free.com](http://www.gasodor-s-free.com)  
[www.symrise.com](http://www.symrise.com)

**symrise**  
always inspiring more... 