

FORUM

GAS WASSER WÄRME



ÖVGW FORSCHUNG GRÜNES GAS

Schlüssel zur Energiewende

FORUM SPECIAL 9 [2024]





Österreich verfügt über ein riesiges Potenzial an Biomasse. Die Forschungsprojekte der ÖVGW schaffen die Grundlagen für eine sinnvolle und nachhaltige Nutzung dieser Ressourcen und tragen damit zur Diversifizierung unserer Energieversorgung bei.

Mehr dazu ab Seite 36



GASLEITUNG
ÖVGW
OMV
M 237-404
| TAG I TAG II TAG I
1.0 11.021.0
ÖVGW - ÖSTERREICHISCHES VERBANDSGASWIRTSCHAFTSWESEN
VERBANDSGASWIRTSCHAFTSWESEN
VERBANDSGASWIRTSCHAFTSWESEN

Österreich verfügt über ein Gasnetz von mehr als 45.000 Kilometern Länge. Forschungsprojekte der ÖVGW sorgen dafür, dass diese wertvolle Infrastruktur auch in einer erneuerbaren Energiezukunft genutzt werden kann.

Mehr dazu ab Seite 49



Wichtige und für Österreich bedeutende Industriezweige sind auf gasförmige Energieträger angewiesen. Die ÖVGW ermöglicht mit ihrer Forschung, dass die Unternehmen ihre Produkte in Zukunft mit erneuerbaren Gasen herstellen können.

Mehr dazu ab Seite 73



900.000 Österreicherinnen und Österreicher heizen mit Gas. Forschungsprojekte der ÖVGW schaffen die Voraussetzung dafür, dass sie dies auch weiterhin tun können – klimaneutral.

Mehr dazu ab Seite 80



Verkehrsaufkommen und Umweltbelastung nehmen stetig zu. Die ÖVGW trägt mit ihrem Forschungsprogramm dazu bei, dass effiziente und technisch ausgereifte Alternativen zu herkömmlichen Kraftstoffen und E-Mobilität zur Verfügung stehen.

Mehr dazu ab Seite 87



Dekarbonisierung muss nicht Verzicht auf Gas bedeuten, im Gegenteil: Die Umgestaltung des Energiesystems erfordert Technologieoffenheit und wird durch das Mitwirken gasförmiger Energieträger überhaupt erst möglich. Der bestehenden Gas-Infrastruktur mit ihren Transportleitungen und großvolumigen Speichern kommt zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit weiterhin größte Bedeutung zu. Umso dringlicher ist daher der Umstieg auf klimaneutrale Gase. Unter dem – zu Unrecht in Verruf geratenen – Motto „Greening the Gas“ arbeitete die österreichische Gaswirtschaft eine Strategie aus, derzufolge bis 2040 der Erdgasverbrauch sukzessive zurückgeschraubt werden und danach nur noch Grünes Gas – Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff – zum Einsatz kommen soll.

Zur Umsetzung dieses Vorhabens ist umfangreiche Forschung in den Bereichen Erzeugung, Einspeisung, Verteilung und Anwendung von Grünem Gas nötig. Die ÖVGW hat dazu die Forschungsinitiativen *Green Gas 4 Grids* und *Green Gas 4 Mobility* ins Leben gerufen und führt seit 2019 Projekte mit renommierten Partnern aus dem In- und Ausland durch – mit Erfolg. Die seit 2023 gewährte zusätzliche Finanzierung unterstreicht den Stellenwert des Programms.

Die Forschungstätigkeit und die in den einzelnen Vorhaben gewonnenen Erkenntnisse müssen auch kommuniziert werden. Dies geschieht durch die Lobbying-Tätigkeit und Öffentlichkeitsarbeit von ÖVGW und FGW – zusammengefasst unter der Dachmarke „Zukunft Grünes Gas“ – ebenso wie im Rahmen der seit 2018 jährlich stattfindenden Top-Veranstaltung „Zukunftsforum Grünes Gas“.

Als Verbände-Zeitschrift begleitet auch das *FORUM GWW* die Initiative von ihren Anfängen an, und seit Ausgabe 1/2024 ist der Grün-Gas-Forschung eine Reihe gewidmet, die in jedem Heft ein Projekt vorstellt. Warum also darüber hinaus noch ein eigenes Sonderheft? Nach 5 Jahren Laufzeit war der Ruf nach einer Publikation laut geworden, die die Initiative abseits der jährlichen Forschungsberichte einer breiteren Öffentlichkeit näherbringt und die komplexe Materie in Form einer kompakten Zusammenschau aufbereitet. Dementsprechend spannt das vorliegende *FORUM special* den Bogen von der angestrebten Transformation des Energiesystems als Anstoß für die Forschungsaktivität über einen Einblick in Organisation und Ablauf der Forschungsinitiativen sowie einen Überblick zu den einzelnen Untersuchungsgebieten bis zu exemplarischer Beschreibung konkreter Projekte, die in Abstimmung mit der ÖVGW-Geschäftsstelle aus den bislang über 50 durchgeführten bzw. aktuell laufenden Vorhaben ausgewählt wurden; die Auswahl repräsentiert die einzelnen Forschungsbereiche macht die Breite der Forschungstätigkeit deutlich.

INHALT

	DER ANLASS 10	DIE INITIATIVE 22	ERZEUGUNG 36	EINSPEISUNG 49
--	------------------	----------------------	-----------------	-------------------

DER ANLASS

Zum Auftakt: Brauchen wir Gas noch?.....	11
Grünes Gas sichert Zukunft	14
Der Schlüssel zur Dekarbonisierung	20

DIE INITIATIVE

Die ÖVGW: Schaltstelle der Energiewende	23
Anwendung und Kommunikation der Ergebnisse	30

„Infrastrukturbetreiber sind auch für die Standortattraktivität maßgeblich!“

Interview mit Manfred Pachernegg	34
--	----

FORSCHUNGSFELD ERZEUGUNG

Das Upgrade für Biogas Referenzprojekt GF 54 „Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas“	38
---	----

So wird Holzgas GROSS Referenzprojekt „BIG Green Gas“	43
--	----

Holz in einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft Referenzprojekt „SusBioEcon“	45
--	----

„Wir haben mehrere Optionen für die Dekarbonisierung“

Interview mit Stefan Wagenhofer	47
---------------------------------------	----

FORSCHUNGSFELD EINSPEISUNG

Wasserstoff und Haushaltsgeräte Referenzprojekt GF 52 „Expertise für die Einspeisung von 10 % Wasserstoff“	51
---	----

Chance auf H₂-Drehseibe in Europa: „Das dürfen wir nicht verschlafen!“

Interview mit Michael Mock	56
----------------------------------	----

VERTEILUNG	58
ANWENDUNG INDUSTRIE	73
ANWENDUNG RAUMWÄRME	80
ANWENDUNG MOBILITÄT	87
ANHANG	94

INHALT

FORSCHUNGSFELD VERTEILUNG

Reinheit von Wasserstoff in Erdgasleitungen Referenzprojekt GF 73 „HyGrid Pilot Study“	60
100 % Wasserstoff im Praxistest Referenzprojekt „HyGrid2“	64
Ein Nachschlagewerk für Wasserstoff Referenzprojekt „Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen“	66
<i>„Man freut sich, Teil des Transformationsprozesses sein zu können“</i> Interview mit Bernhard Pichler	71

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG: INDUSTRIE

Der richtige Mix in der Industrie Referenzprojekt GF 53 „Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas“	75
--	----

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG: RAUMWÄRME

Stark im Team: Gas & Wärmepumpe Referenzprojekt GF 67 „Gaswärmepumpen und Hybridheizsysteme“	82
---	----

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG: MOBILITÄT

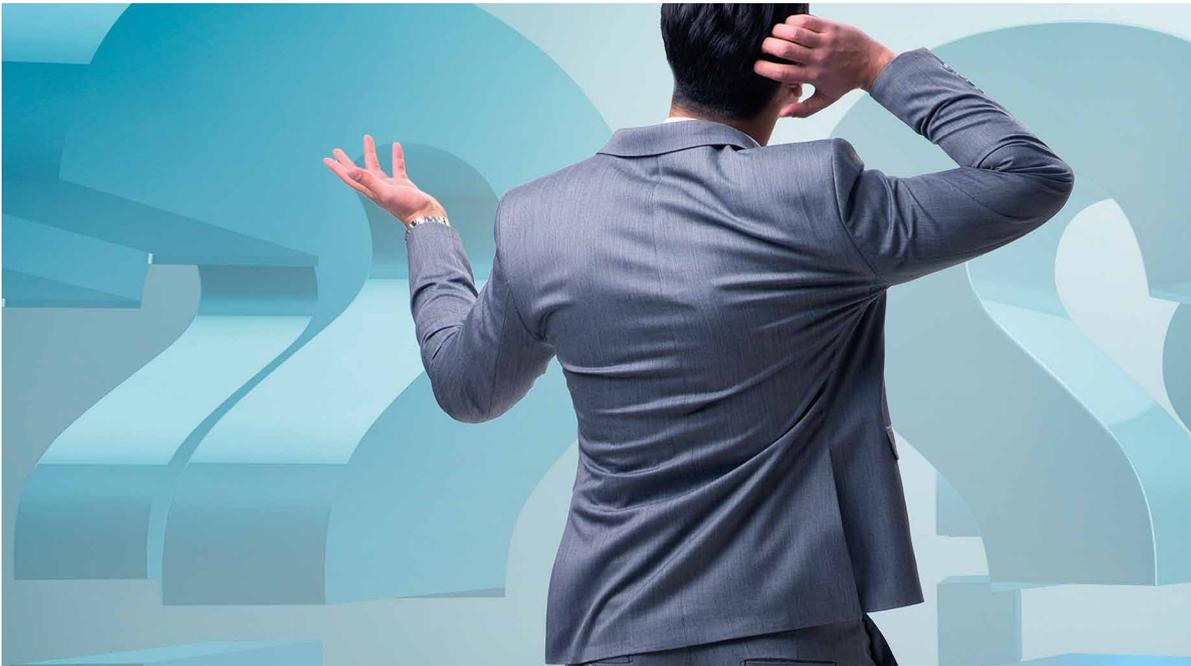
Gas geben für die Umwelt Referenzprojekt GF 56 „Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw“	89
---	----

ANHANG

Grünes Gas Forschungsprojekte 2019–2024	95
Glossar	97
Weiterführende Information	99
Impressum.....	99

DER ANLASS





Zum Auftakt: Brauchen wir Gas noch?

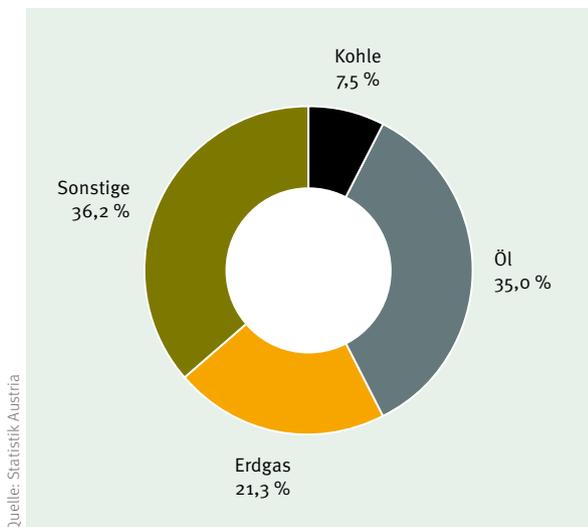
Die krisenhaften Entwicklungen 2022 sowie die absehbaren Probleme mit „totaler“ Elektrifizierung scheinen eine klare Antwort zu geben.

Mindestens zwei Ereignisse der letzten Jahre haben mehr als deutlich vor Augen geführt, welche zentrale Rolle eine funktionierende Gasversorgung in unserer modernen Gesellschaft spielt: Als sich infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine die Spannungen mit Europa 2022 immer weiter aufschaukelten, kam es zu immer weiter reichenden Sanktionen des „Westens“ und Gegensanktionen Russlands. Während der Gasimport nach Österreich von diesen Sanktionen prinzipiell nicht berührt war, wurden viele Länder von der Versorgung mit russischem Gas abgeschnitten – teilweise auf eigenen Wunsch. Die hektische Suche nach Alternativen (wie LNG aus den USA), die panikartigen Käufe mit entsprechenden Preissteigerungen und die allgemein auffällig hohe Inflation waren Folgen der Verunsicherung. Plötzlich und oft wohl auch erstmals beschäftigten sich Verbraucher mit den Füllständen unserer Gasspeicheranlagen, die nun Gegenstand regelmäßiger Berichterstattung in den Medien waren. Versorgungssicherheit, die man eben noch für eine Selbstverständlichkeit gehalten hatte, war als Thema im Mainstream angekommen.

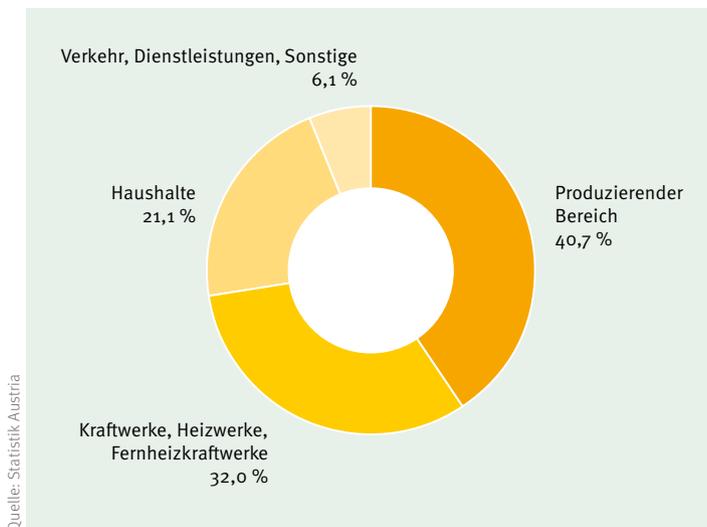
Gas – unverzichtbare Reserve im Notfall

Mit den Gasspeichern hat auch das zweite Ereignis, im Jahr davor, zu tun: Am 8. Jänner 2021 schrammte Europa haarscharf an einem kontinentalen Blackout vorbei. Im weltweit größten zusammenhängenden Stromsystem war es nach technischen Problemen in Südosteuropa zu einer Auftrennung des Netzes in zwei Teile gekommen. Vereinfacht gesagt, drohte die Frequenz (normal: 50 Hertz) im nördlichen Teil zu niedrig, im südlichen aber zu hoch zu werden. Nur der schnellen und offenbar goldrichtigen Reaktion der europäischen Stromnetzbetreiber ist es zu verdanken, dass das Netz nach etwa einer Stunde stabilisiert und der Blackout abgewendet war.

Dazu wurden hierzulande Pumpkraftwerke zugeschaltet, die daraufhin natürlich geleert waren – mit folgenden bemerkenswerten Auswirkungen: Betrag der Gas-Anteil an der Stromerzeugung am 8. Jänner noch 32,1 %, stieg er in den Folgetagen auf 38,5 %. Die erneuerbare Erzeugung sank signifikant, während man ebenso signifikant mehr Strom unbekannter Herkunft (also



Struktur des österreichischen Gesamtenergieverbrauchs (2022): Auf Erdgas entfällt mit 21,3 % mehr als ein Fünftel der Primärenergie-nachfrage.



Gasverbrauch nach Sektoren (2022): Hauptverbraucher von Gas in Österreich ist mit über 40 % der produzierende Bereich. Dieser Sektor verwendet Gas zur Erzeugung von Prozesswärme oder als Rohstoff in der Produktion.

auch Kohle- und Atomstrom aus anderen Teilen Europas) importieren musste. ÖVGW- und FGW-Geschäftsführer Michael Mock folgerte daraus (und er steht mit dieser Ansicht nicht allein): „Gas ist das Rückgrat der Energieversorgung in Europa und Österreich. Gaskraftwerke liefern Strom zuverlässig auch dann, wenn Pumpspeicher leer sind und andere Erneuerbare aufgrund von Windstille oder Bewölkung keine Energie liefern können. Gerade bei einer immer volatiler werdenden Stromversorgung spielen die zuverlässigen Gaskraftwerke eine Schlüsselrolle zur Aufrechterhaltung des Energiesystems in Europa. Österreich kann dabei auf eine großflächige Gasinfrastruktur sowie hohe Gasspeicherkapazitäten zurückgreifen.“

Diese Kapazitäten betragen 2023 (mit 96,8 TWh) fast das 30-Fache aller Pumpspeicherkraftwerke (3,3 TWh) zusammengenommen. Je größer der Anteil von Sonne, Wind und Wasserkraft (auch hier schwankt die Ausbeute, generell ist sie im Winter weit geringer) an der gesamten Stromerzeugung ist, desto anfälliger wird das Netz. Es ist auch keineswegs gesagt, dass ein allfälliger zweiter Fast-Blackout geduldig darauf warten würde, bis die Pumpspeicher nach dem ersten wieder aufgefüllt sind. Gut, wenn man dann auf die Reserven der Gasspeicher und insgesamt auf einen bunten Mix von Energiequellen und Kraftwerken zurückgreifen kann. Wie Gas auch „in Grün“ helfen kann, das Stromnetz zu stabilisieren, davon wird noch die Rede sein.

Gas – tragende Säule der Energieversorgung

Dass Gas nicht nur im Notfall verwendet wird, ist klar: Etwa 22 % der Primärenergienachfrage entfallen auf Erdgas, beim Endenergieverbrauch sind es rund 17 % (der Unterschied erklärt sich aus Energieverlusten etwa bei der Umwandlung in Strom). Mit geringfügigen Schwankungen werden jährlich rd. 8 Mrd. m³ Gas an österreichische Verbraucher geliefert – und damit sind nicht in erster Linie die Haushalte gemeint. Auch wenn in den Medien und mancher politischen Kommunikation – verfehlt Weise – stets der Fokus auf Gasheizung und Gasherd gelegt wird, so machen Haushalte nur einen kleinen Teil des Gasverbrauchs aus. Tatsächlich geht der weitaus größte Anteil an die Industrie und ist so eine tragende Säule der Volkswirtschaft.

Die privaten Gasheizungen ließen sich theoretisch ja noch (mit extrem hohem Aufwand) gegen andere Heizsysteme austauschen; dass Elektrizität dabei eine sinnvolle und kosteneffiziente Lösung darstellt, darf aber bezweifelt werden. Prof. Harald Raupenstrauch von der Montanuniversität Leoben: „Alle österreichischen Haushalte mit grünem Strom zu beheizen, wird sich nicht ausgehen. Es stehen nicht ausreichende Strommengen zur Verfügung, Mobilität und Industrie abzudecken und dann auch noch mit Strom zu Hause zu heizen.“ In vielen Industriezweigen ist gasförmige Energie jedoch fast nicht zu ersetzen, insbesondere wenn be-

sonders hohe Temperaturen benötigt werden. So ist es nicht verwunderlich, wenn die Stahlkocher der voestalpine zu den ersten Interessenten gehörten, die Alternativen zu mit Kohle beheizten Hochöfen und auch zu herkömmlichem Erdgas suchten – und Grünes Gas fanden.

Gas – wird grün

Hinter solchen Vorstößen, die klarerweise auch mit erheblichen Investitionen (von mehr als eineinhalb Milliarden Euro im Fall der voestalpine) verbunden sind, stecken auch wirtschaftliche Überlegungen, hinter denen wiederum politische Entscheidungen stecken. Das heißt unter anderem: Der Preis für die Emission des Treibhausgases CO₂ wird gerade in der Industrie steigen, weil das gesellschaftlich beziehungsweise von der Politik so gewünscht ist. Und dieser Wille manifestiert sich in Plänen vom Pariser Klimaabkommen bis zum „European Green Deal“ der EU, die Emissionen drastisch zu reduzieren. Das erklärte Ziel ist, dem fortschreitenden Klimawandel entgegenzuwirken oder ihn zumindest nicht noch weiter zu verstärken.

Hier ist jeder – wenn auch noch so kleine – Beitrag willkommen, doch jener der Linzer Stahlherzeuger wäre gar nicht so klein: Sollten die Projekte „SuSteel“ und „greentec steel“ (mit entsprechenden Förderungen der öffentlichen Hand) gelingen, könnte das den CO₂-Ausstoß von ganz Österreich nur durch den Einsatz von Ökostrom und Grünem Wasserstoff in Linz jährlich ab 2027 um 5 % senken. Der gesamte Energieverbrauch allein an den Stahlproduktions-Standorten Linz und Donawitz der voestalpine betrug 2021 33,6 TWh, davon entfiel etwa ein Viertel auf Erdgas (zwei Drittel auf Kohle und Koks). Der gesamte Gasverbrauch in Österreich beträgt im Schnitt ca. 95 TWh – das ergibt einen Linzer Stahl-Anteil von knapp 9 %.

Die Linzer Bemühungen allein werden freilich nicht ausreichen, die ambitionierten europäischen Klimaziele zu erreichen. Innerhalb der EU hat man sich darauf geeinigt, die Emissionen schon bis 2030 um 55 % (gegenüber 1990) zu senken. Und das ist nur ein Zwischenschritt auf dem Weg zur völligen Klimaneutralität bis 2050 – Europa möchte also zum ersten Kontinent werden, der (netto) nichts mehr zum Klimawandel beiträgt. Doch die Bundesregierung ist noch einen Schritt weitergegangen: Im Regierungsprogramm für 2020–2024 will sie Österreich sogar bereits 2040 klimaneutral sehen.

2040 ist diese Bundesregierung freilich nicht mehr im Amt. Das könnte bedeuten, dass sich politische Pro-

Emissionshandel und CO₂-Steuer

Das Emissionshandelssystem ETS der EU umfasst derzeit etwa die Hälfte der europäischen Emissionen bzw. die damit verbundenen Wirtschaftssektoren. Sinn der Sache ist es, das Recht auf den Ausstoß von CO₂ an den Kauf von Zertifikaten („Verschmutzungsrechten“) zu koppeln. Um aber die Emissionen zu senken, wird das Angebot immer weiter verknappt, was langfristig zu einer Erhöhung der Preise führen soll. (Tatsächlich schwankt der Preis der an den Energiebörsen gehandelten Zertifikate: Anfang Juni 2024 betrug er 70 Euro/Tonne CO₂; ein Jahr davor waren es 100 Euro/Tonne.) Bis 2030 sollen die Emissionen in ETS-Bereichen um 62 % sinken. Allerdings bekamen gerade energieintensive Bereiche wie die Schwerindustrie bislang Gratis-Zertifikate, um die Abwanderung wichtiger Industrien zu verhindern. Ab 2026 sollen diese Gratis-Zertifikate schrittweise bis 2034 abgebaut werden. Dagegen werden weitere neue Sektoren im Rahmen von ETS II dazukommen, ab 2027 z.B. Verkehr und Gebäude.

Abgesehen vom europäischen ETS steht es Staaten natürlich frei, eigene CO₂-Steuern einzuführen. Das ist auch in Österreich bei Heiz- und Kraftstoffen der Fall, die Höhe (derzeit 45 Euro/Tonne, 2025: 55 €/t) orientiert sich an Deutschland und verursacht zurzeit einen Aufschlag auf den Gaspreis von 0,55 Cent/kWh. Allerdings werden die Einkünfte daraus über den Klimabonus an die Menschen im Land zurückerstattet. Was zunächst widersprüchlich erscheint, soll bewirken, dass Personen, die weniger Energie verbrauchen, in der Folge mehr von diesem Bonus profitieren. Ab 2027 dürfte die nationale österreichische CO₂-Bepreisung im neuen europäischen ETS II-System aufgehen und durch dieses ersetzt werden.

Beide Arten der Besteuerung sollen die Betroffenen motivieren, umweltfreundlicher zu agieren.

gramme auch wieder ändern könnten. Ähnliches gilt innerhalb der EU, hier werden die „Regierung“, wenn man die Kommission so nennen möchte, und das Europäische Parlament nach dessen aktueller Neuwahl vermutlich ebenfalls nicht genauso aussehen wie zuvor. Von einer totalen Kehrtwende ist aber nicht auszugehen, der globale Trend zur Dekarbonisierung scheint vorgegeben – auch wenn die Geschwindigkeit derselben vielleicht noch nicht in Stein gemeißelt ist.

Die Gaswirtschaft wird aktiv

Gas erscheint also weitgehend unverzichtbar, gleichzeitig müssen die Emissionen weg. Aus diesem Grund traf die Gaswirtschaft inzwischen selbst die Entscheidung, bis 2040 zu dekarbonisieren. Die ÖVGW – als ihr technischer Arm – hat erkannt, dass bei einer derart tiefgreifenden Systemumstellung ein außergewöhnlich hoher Forschungsaufwand zur Klärung offener Fragen erforderlich ist. Daher wurde 2019 beschlossen, eine „Roadmap 2040“ zu entwickeln. Entlang dieser sollen die entsprechenden Forschungsaktivitäten angestoßen werden. (Vgl. dazu unten, S. 23ff.) ◀



Grünes Gas sichert Zukunft

Grüne Gase können mit verschiedenen, zum Teil bereits gut etablierten Technologien erzeugt werden und eine tragende Säule für eine erneuerbare Zukunft darstellen.

Was ist Grünes Gas nun eigentlich? Wenig überraschend: Es hat keine grüne Farbe. Grundsätzlich gibt es drei Arten von Gasen, die nachhaltig erzeugt und anschließend als Methan oder reiner Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist werden können:

- Biomethan
- Synthetisches Methan
- Wasserstoff

Biomethan

Die bekannteste nachhaltige Gaserzeugung ist hierzulande wohl das klassische Biogas. Landwirtschaftliche Abfallstoffe wie Pflanzenreste vom Feld oder Gülle aus der Schweinefarm geben in Fermentern ein Rohgas ab, das bislang (aufgrund der Vorgaben für Förderungen nach dem Ökostromgesetz 2003) meistens direkt zur Stromerzeugung verbrannt wurde. Bei diesem Vorgang werden allerdings nur 30–40 % der enthaltenen Energie genutzt (mehr, wenn auch die Abwärme verwendet wird). Man kann das Biogas aber mit verschiedenen Methoden reinigen und sozusagen upgraden. Das

heißt: Unerwünschte Stoffe werden abgeschieden, übrig bleibt fast reines Methan (CH_4). Dieses Biomethan kann dann wie herkömmliches Erdgas in die entsprechenden Netze eingespeist und universell verwendet werden. Leider geschieht das in Österreich noch viel zu selten. Und das, obwohl eine (von der ÖVGW angestoßene) Studie von BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies feststellte, dass die Biogas-Produktion abgesehen vom Ersetzen fossilen Gases auch weniger Treibhausgas freisetzt, als die Reststoffe zum Beispiel auf dem Feld verrotten zu lassen. Zusätzlich können auch die Reste aus der Gaserzeugung noch als Dünger verwendet werden.

Laut Branchenverband Kompost und Biogas gibt es in Österreich rund 220 Biogas-Anlagen. Nur 14 Biomethan-Anlagen speisten im Vorjahr ins Gasnetz ein, insgesamt 134 GWh – bei einem Gasverbrauch von insgesamt rd. 75 TWh. Von einer rasanten Entwicklung kann man hier also nicht sprechen, vielmehr stagniert der Ausbau sowohl der Biogas- als auch der Biomethan-Produktion. Bislang war neben der nicht gerade zielführenden Förderung wohl die Tatsache hemmend, dass natürliches

Erdgas bedeutend billiger zur Verfügung stand und scheinbar auch niemand den Betreibern die 300+ Millionen Euro aufdrängte, die ein Anschluss aller Biogas-Anlagen ans Netz kosten würde. Realistischerweise – so hat eine Studie ergeben – könnten immerhin zwei Drittel der Biogas-Anlagen über das Methan-Upgrade ans Gasnetz angeschlossen werden. Die Gesteungskosten für Biomethan setzen sich laut Erkenntnissen der Montanuniversität Leoben so zusammen:

- 75 % für Substratkosten und Betrieb
- 15 % für die Veredelung des Rohgases zu Biomethan
- 10 % für den Netzanschluss.

Europa auf gutem Weg

Wie schnell es im Gegensatz zur österreichischen Entwicklung bei entsprechenden Rahmenbedingungen gehen kann, zeigte das Rekordjahr 2021 bei den kontinentalen Nachbarn, da gab es eine exponentielle Verbreitung von Biomethan-Anlagen in Europa. Die europäische Biogaserzeugung (Biogas und Biomethan zusammen) betrug laut der European Biogas Association (EBA) im Jahr 2022 ca. 21 Mrd. m³. Dies entspricht mehr als dem gesamten inländischen Erdgasbedarf Polens und 6 % des Erdgasverbrauchs der EU im Jahr 2022. Allein die Biomethanproduktion stieg von 3,5 Mrd. m³ (2021) auf 4,2 Mrd. m³ (2022). In Dänemark betrug der

Woraus besteht Biogas?

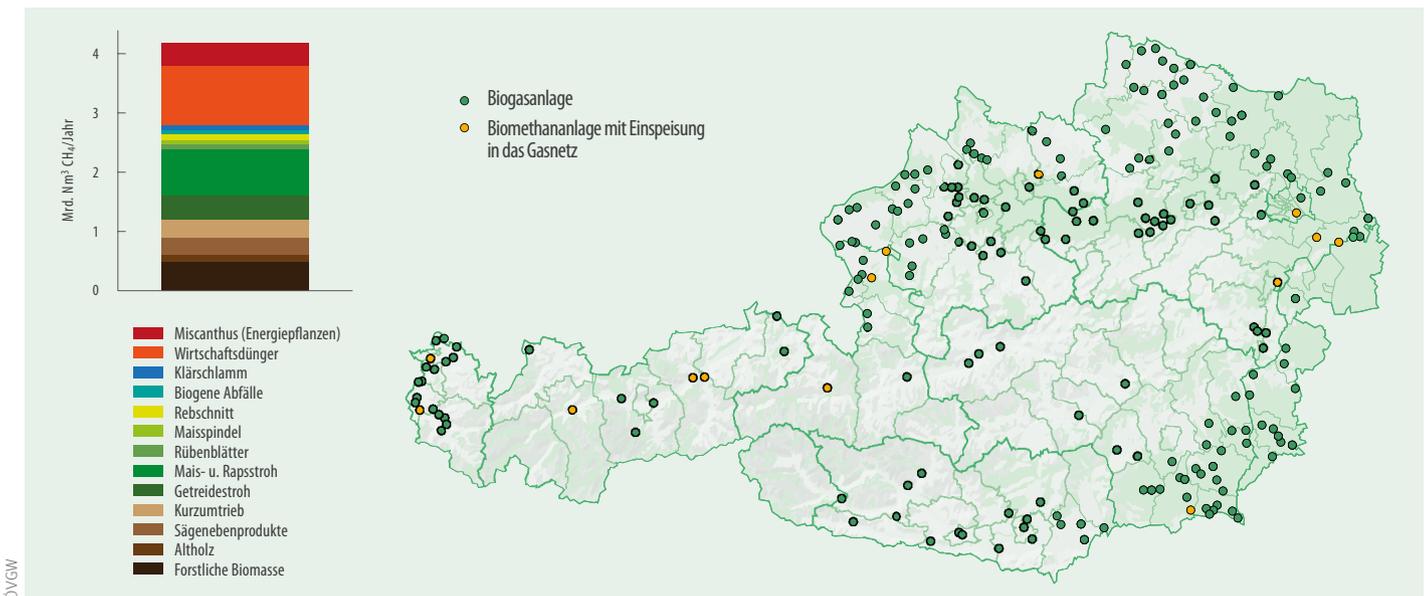
(Zusammensetzung variiert je nach Ausgangsmaterial)

50–75 %	Methan
25–50 %	Kohlendioxid
1–5 %	Wasser
bis 5.000 ppm	Schwefelwasserstoff
bis 5 %	Stickstoff
bis 2 %	Sauerstoff
bis 1 %	Wasserstoff
bis 500 ppm	Ammoniak
	Staub

Warum müssen die Begleitstoffe entfernt werden?

- CO₂ verringert den Heizwert, verursacht Korrosion und schädigt Brennstoffzellen.
- Schwefelwasserstoff verursacht Korrosion sowie SO₂-Emissionen bei Verbrennung.
- Ammoniak verursacht bei Verbrennung NO_x-Emissionen; schädigt Brennstoffzellen.
- Wasserdampf-Kondensat führt zu Schäden durch Korrosion und Einfrieren.
- Staub kann Düsen, Leitungen und Brennstoffzellen verstopfen.
- Stickstoff verringert den Heizwert.

Biomethananteil im Gasnetz fast 40 % und es ist beabsichtigt, bis 2030 mit der Produktion 100 % des Gasbedarfs zu decken. Diese Zahlen sind „nicht überraschend, wenn man den hohen Beitrag Biomethans zur



Biogas in Österreich: Potenzial (Ausgangsstoffe und Zusammensetzung) und **Anlagen in Österreich** (2022). In Österreich sind rd. 220 Biogasanlagen in Betrieb, 14 davon speisen Biomethan ins Gasnetz ein.

Dekarbonisierung bedenkt: Es ist der einzige erneuerbare Brennstoff, der heute in Europa verfügbar und skalierbar ist und die kostengünstige Nutzung der bereits bestehenden Gasinfrastruktur ermöglicht“. So bilanzierte Boyana Achovski von GIE Gas Infrastructure Europe. Auf der „Biomethan-Landkarte“ von GIE und der EBA zählte man bereits 1.322 Biomethan-Anlagen.

Branchenexperten sind jedenfalls zuversichtlich: Nachhaltiges Biomethan und Biogas könnten je nach Unterstützung 35–62 % des für das Jahr 2050 erwarteten europäischen Gasbedarfs beisteuern.

Synthetisches Methan (SNG)

Nicht nur Biomethan, sondern auch synthetisches Methan wird einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Gasversorgung leisten. Diese beiden Arten von erneuerbaren Gasen unterscheiden sich durch die Ausgangsstoffe und durch die Art der Erzeugung.

Biomethan wird aus organischen Stoffen wie landwirtschaftlichen Abfällen, Klärschlamm, organischen

Haushaltsabfällen und Reststoffen der Lebensmittelindustrie gewonnen. Mikroorganismen wandeln diese Ausgangsstoffe unter Ausschluss von Sauerstoff zu Biogas um, das in einem weiteren Schritt zu Biomethan mit Erdgasqualität aufbereitet wird.

Synthetisches Methan wird nicht direkt aus organischem Material gewonnen, sondern chemisch hergestellt, typischerweise unter Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Ein gängiges Verfahren zur Herstellung ist die sogenannte Power-to-Gas-Technologie. Dabei wird Wasser durch Elektrolyse (unter Einsatz von erneuerbarem Strom) in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der Wasserstoff wird anschließend in einem Syntheseprozess mit CO₂ (das z.B. bei industriellen Prozessen oder im Zuge des Aufbereitungsprozesses in Biogasanlagen anfällt) zu Methan umgewandelt.

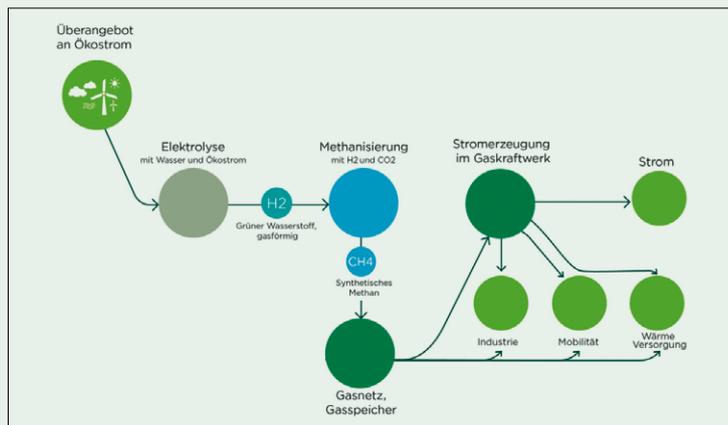
Elektrolyse mit anschließender Methanisierung ist jedoch nicht die einzige Möglichkeit, synthetisches Methan herzustellen. Mit thermochemischen Verfahren (vgl. z.B. S. 43, Projekt BIG Green Gas) können kohlenstoffhaltige Rohstoffe, die sich nicht für die Vergärung

Synthesegas
Herstellung von synthetischem Methan (SNG)

SNG aus Power-2-Gas

Mittels der Power-2-Gas-Technologie lässt sich Überschuss-Ökostrom in Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂) aufspalten. Um den Transport und die Speicherung des Wasserstoffs zu vereinfachen, kann er zusammen mit Kohlenstoffdioxid (CO₂) durch Methanisierung in synthetisches Methan umgewandelt werden.

Das dabei eingesetzte CO₂ muss aus biologischer Quelle kommen, um einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf zu erhalten und somit keine zusätzlichen Emissionen in die Atmosphäre zu bringen. Dieses künstlich erzeugte Gas (SNG = Synthetic Natural Gas) hat dieselben Eigenschaften wie Erdgas.



Power-to-Gas und Methanisierung: Grüner Wasserstoff wird mit CO₂ aus biologischer Quelle in einer Methanisierungsanlage zu synthetischem Methan umgewandelt. Dieses lässt sich ohne Mengenbegrenzung ins Gasnetz eingespeisen und langfristig speichern.

SNG aus Holzresten

Aus Waldbiomasse, Alt- und Restholz oder Säge-Nebenprodukten lässt sich durch die thermochemischen Verfahren Pyrolyse und Vergasung in einer Holzgasanlage bei Temperaturen von 200–1.200 °C hochwertiges, klimafreundliches Gas gewinnen. Bei seiner Erzeugung und Verbrennung fällt im Gegensatz zur direkten Verbrennung in Holzöfen kaum Feinstaub an.

Das so erzeugte Holzgas lässt sich nun – ebenso wie das Biogas – in weiteren Verfahrensschritten zu einem Methangas aufbereiten, das direkt ins Gasnetz eingespeist werden kann: Synthesegas oder Bio-SNG.

Ein großes Potenzial für Bio-SNG bieten neben Waldhackgut auch Reststoffe (wie z.B. Rinde) aus der Holzverarbeitenden Industrie. Viele dieser Reststoffe werden bisher nur verbrannt, wobei lediglich Wärme entsteht und viel Energie verloren geht. Bei der Gaserzeugung kann sowohl Wärme, als auch Bio-SNG oder Wasserstoff gewonnen werden, wodurch die gesamte Energieausbeute deutlich höher und nachhaltiger ist.

eignen (wie z.B. ligninhaltige Holzstoffe), in ein Synthesegas umgewandelt werden, das vor allem aus Wasserstoff (H₂), Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO₂) besteht. Dieses Synthesegas lässt sich in einem weiteren Schritt zu synthetischem Methan aufbereiten.

Hier werden also nicht feuchte Biomaterialien vergoren, sondern trockene Holzreste und Abfälle aus Sägewerken einem thermischen Verfahren unterzogen. Kurz gesagt werden sie unter Luftabschluss erhitzt statt (wie sonst zur Strom- oder Wärmeerzeugung üblich) einfach verbrannt. Bei dieser thermochemischen Methode wird – anders als bei Verbrennung – kein Feinstaub frei. Abgesehen vom erzeugten Produktgas kann auch der enthaltene Wasserstoff abgeschieden und direkt verwendet werden. Eine TU-Studie von 2020 hat ergeben, dass sich aus drei Kilogramm Holzresten ein Kubikmeter Holzgas erzeugen lässt. Übrigens lässt sich mit pyrolytischen Methoden auch aus Material wie Klärschlamm Wasserstoff bzw. nach Methanisierung Methan gewinnen.

Das alles klingt nach Hochtechnologie, das Verfahren zur Herstellung von Holzgas ist aber tatsächlich schon seit rd. 200 Jahren bekannt. Damit wurden (und werden sogar noch) Fahrzeuge angetrieben. Erste Holzgasanlagen für Kfz gab es bereits in den 1920er-Jahren in Frankreich. Sie wurden vor allem aus Angst vor Engpässen bei Erdölprodukten entwickelt. Aus diesem Grund führen Ende des Zweiten Weltkriegs nach verschiedenen Quellen eine halbe Million bis mehrere Millionen Fahrzeuge in Deutschland mit Holzgas. Und dem Vernehmen nach gibt es – wiederum aus sanktionsbedingtem Benzinmangel – sogar heute noch einige in Nordkorea.

Den chemischen Prozess kann man sich gut anhand eines Zündholzes vorstellen: Bei der Erhitzung des Holzes durch die Zündermischung brennt nämlich genau genommen das dabei entstehende Gas über dem Holz. Bei der SNG-Erzeugung wird es aber eben nicht verbrannt, sondern eingefangen und gereinigt.

Der Vergasungsprozess findet (im Gegensatz zur Pyrolyse) unter Luftzufuhr bei Temperaturen bis zu 1.200 °C statt. Besonders effizient ist die zusätzliche Nutzung der Abwärme, z.B. für ein Fernwärmenetz. In Österreich sind bereits mehr als 20 solcher Holzgas-KWK-Anlagen in Betrieb. Der Österreichische Biomasse-Verband geht davon aus, dass alle heimischen Gaskraftwerke mit Holzgas betrieben werden könnten. Eine Studie aus dem Jahr 2019 kommt auf ein Potenzial von 4 Mrd. m³ Bio-SNG/Jahr, das entspricht der Hälfte des heimischen Gasverbrauchs. All das freilich nur, wenn man das Potenzial dafür auch ausschöpft.

Wasserstoff

Es ist das mit Abstand am häufigsten im Universum vorkommende Element. In oxidierter Form mit einer guten Prise Salz gewürzt, bedeckt es zwei Drittel unseres Planeten. Und dennoch bedarf es eines gewissen Aufwands, Wasserstoff in purer Form nutzen zu können. Und das will man, denn Wasserstoff verbrennt vollkommen emissions- und feinstaubfrei.

Die zuvor genannten Biogas-Methoden produzieren zwar jeweils auch Anteile von Wasserstoff, doch die bekannteste und im Grunde recht einfache (derzeit allerdings nicht die am häufigsten eingesetzte) Technologie zu seiner Gewinnung ist die Elektrolyse. Mit Hilfe von Strom wird Wasser in Wasserstoff- und Sauerstoff-Moleküle aufgespalten, Erstere können zu einem gewissen Prozentsatz direkt ins Gasnetz eingespeist werden. Zu welchem Prozentsatz, ist ebenfalls Gegenstand der Forschung – bis zu einem Anteil von 10 % gibt es nach bisherigen Ergebnissen keine Probleme, das floss auch bereits 2021 ins Regelwerk der ÖVGW (Richtlinie G B210 „Gasbeschaffenheit“) ein. Mit Anpassungen an den Dichtungen etc. sollten aber wesentlich höhere Anteile von bis zu 100 % möglich sein. Die eleganteste Produktionsweise ist wohl das Power-to-Gas-System: Idealerweise findet die Elektrolyse hier mit überschüssigem Ökostrom statt, der Wasserstoff wird direkt eingespeist beziehungsweise gespeichert, oder er durchläuft eine Methanisierung mit – wieder idealerweise – nachhaltig gewonnenem CO₂, etwa aus einer Biogas-Anlage.

Unsichtbar mit vielen Farben

Wie umweltfreundlich Wasserstoff tatsächlich ist, hängt eben von der Art der Erzeugung ab. Die Farbpalette zu seiner Kennzeichnung ist mittlerweile einigermaßen bunt geworden (siehe *Kasten S. 18*). In welche farbliche Zukunft die Reise genau geht, ist noch nicht völlig klar. Ein Aufbruch ist angesichts der Klimaziele nötig, da in der Gegenwart fast ausschließlich grauer Wasserstoff erzeugt wird. Das ist aus unternehmerischer Sicht kein Wunder, da diese Produktionsweise noch deutlich billiger ist. Die EU schätzt, dass erneuerbarer Wasserstoff zwischen 2030 und 2050 wettbewerbsfähig sein wird, was doch eine ziemlich große Bandbreite ist und nahelegt, dass es wohl darauf ankommen wird, wie stark der politische Wille ist und ob geeignete Rahmenbedingungen vorgefunden werden.

Die Interessen sind verschieden, so auch die staat-

lichen Strategien: Manche besitzen (noch) gar keine – und jene, die eine haben, sind über die Stoßrichtung uneins. So setzt die „Grande Atomnation“ Frankreich neben Pink auch – wie Italien – auf Grün, die Niederlande und Erdgas-Gigant Norwegen auf Blau mit CCS. Allerdings können derzeit maximal 90 % des CO₂ abgetrennt und gespeichert werden – in Österreich ist die Speicherung von CO₂ aktuell sogar verboten. Deutschland reservierte gleich einmal 9 Mrd. Euro seines Konjunkturprogramms nach der Corona-Pandemie für die Wasserstoff-Entwicklung. Schließlich möchte der European Green Deal der EU bis 2030 eine Produktion von zehn Millionen Tonnen Grünem Wasserstoff pro Jahr sehen.

Ende Mai 2024 genehmigte die EU-Kommission 1,4 Mrd. € an Förderungen, die Deutschland und sechs weitere Länder in 13 Wasserstoff-Projekte stecken, die 3,3 Mrd. an privaten Investitionen anziehen sowie 3.600

Arbeitsplätze schaffen sollen, an denen unter anderem Hochleistungs-Brennstoffzellen für Züge und Schiffe sowie Spezialtanks für Flugzeuge entwickelt werden.

H₂-Vorstoß der Gaswirtschaft

Auf Unternehmensebene haben sich 33 europäische Fernleitungsnetzbetreiber zur EHB-Initiative zusammengeschlossen, um ein „European Hydrogen Backbone“, also ein Rückgrat für ein Wasserstoffnetz in Europa zu planen, das – so es realisiert wird – 2040 stolze 39.700 Kilometer lang sein könnte. Dabei geht es um Projekte, bestehende Pipelines anzupassen oder neue zu errichten. Für Österreich haben sich die TAG GmbH und die Gas Connect Austria GmbH (GCA) an der Initiative beteiligt. Nach Angaben dieser Unternehmen könnte Österreich 2035 als voll funktionierender Transit-Hub in Nord-Süd- wie auch Ost-West-Richtung bereit stehen. Der geplante WAG-Loop wird beispielsweise auch für den Transport von Wasserstoff geeignet sein und stellt die Anbindung an das geplante europäische Wasserstoff-Fernleitungsnetz sicher.

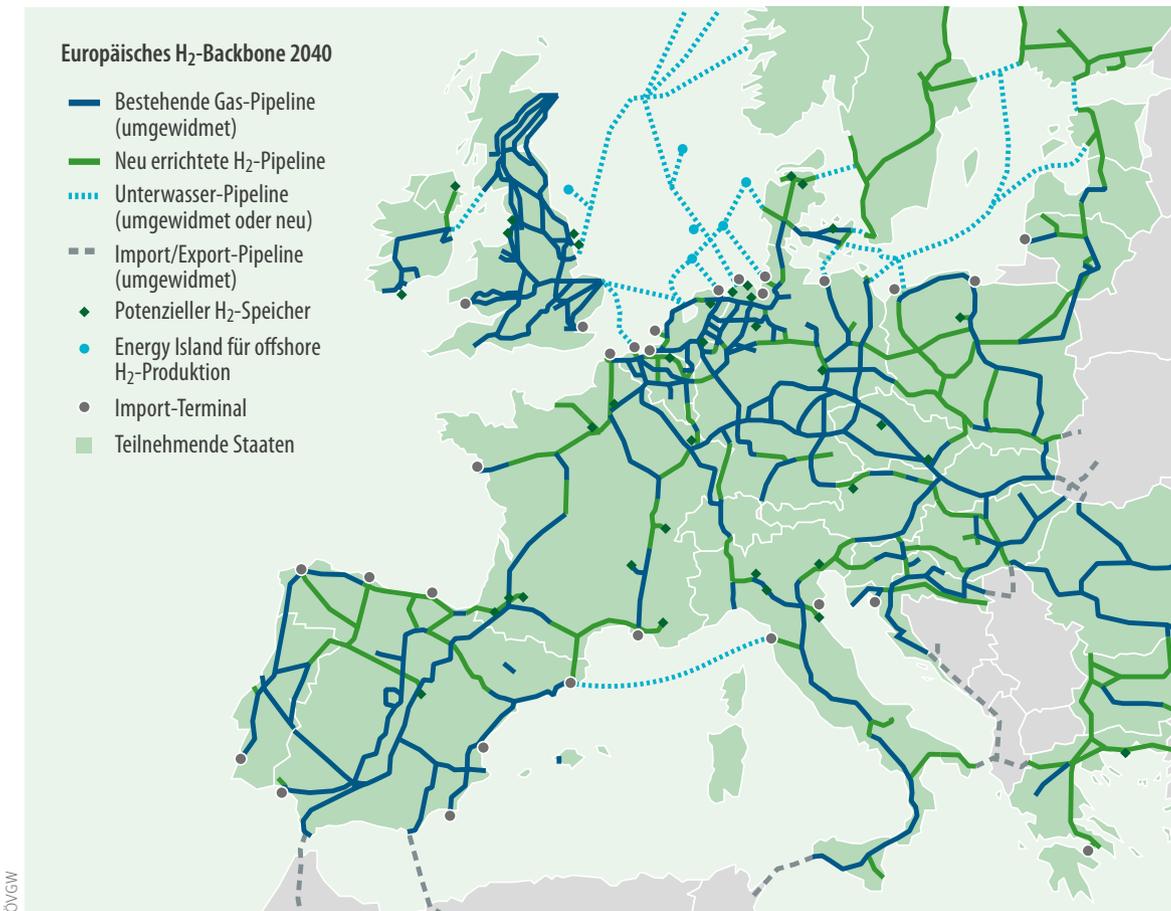
Teil dieses „Backbones“ ist weiters die Umsetzung des „SouthH2-Corridors“, einer 3.300 Kilometer langen Pipeline, zu deren Bau die Energieminister von Österreich, Deutschland und Italien im Juni eine gemeinsame Absichtserklärung abgegeben haben. Durch dieses Infrastrukturprojekt, an dem die heimischen Fernleitungsnetzbetreiber TAG und GCA gemeinsam mit italienischen und deutschen Partnern beteiligt sind, soll der Zugang zu günstigen Produktionsstandorten für erneuerbares Gas aus Wind- und Sonnenenergie in Nordafrika erschlossen werden. Mit einer Importkapazität von mehr als 4 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr aus Afrika könnte der „Südliche Wasserstoffkorridor“ 40 % der REPowerEU-Vorgaben erfüllen und somit maßgeblich zur Erreichung der EU-Klimaziele beitragen.

Noch höher könnte der Anteil in Österreich sein, meint Stefan Wagenhofer (GCA): „80 % des Gasbedarfs könnten 2040 durch klimaneutralen Wasserstoff gedeckt werden. Davon sollten 25 TWh durch Elektrolyse im Inland erzeugt werden. Dafür wären nach unseren Erkenntnissen etwa 30 große Produktionsanlagen notwendig, die aufgrund des Windkraftpotenzials vor allem in Niederösterreich und im Burgenland errichtet werden sollten.“ Mindestens weitere 20 TWh wären demzufolge von allen Arten von Biogas und synthetischen Gasen beizusteuern. Der Rest müsste dann wohl importiert werden.

H₂-Farbenlehre

Als Rohstoffe zur H₂-Erzeugung kommen v.a. Wasser und Methan oder andere Kohlenwasserstoffe zum Einsatz, als Energiequelle dient chemische, elektrische, thermische oder solare Energie. Nach Produktionsart werden unterschieden:

- Grüner Wasserstoff:** Wasserstoff, für dessen Erzeugung keine fossilen Energieträger verwendet werden. Die Produktion in Elektrolyse-Anlagen mit erneuerbarem Strom ist derzeit die wichtigste Technologie für die Erzeugung von Wasserstoff ohne CO₂-Emissionen.
- Oranger Wasserstoff:** Mit Biomasse oder Strom aus Müllverbrennung und Biomasse hergestellt.
- Grauer Wasserstoff:** Mittels Dampf-Reformierung in der Regel aus Methan erzeugt. Die weltweit am meisten angewendete Produktionsmethode. Nach Schätzungen werden jährlich ca. 600 Mrd. m³ grauer Wasserstoff als Rohstoff für chemische Prozesse hergestellt.
- Blauer Wasserstoff:** Das bei der Produktion (z.B. bei der Dampf-Reformierung) anfallende CO₂ gelangt nicht in die Atmosphäre, sondern wird im Untergrund gespeichert (Carbon Capture and Storage – CCS) oder einer Nutzung zugeführt (Carbon Capture and Utilization – CCU). Kann aufgrund des Aufbaus der dafür nötigen Infrastruktur und der Versorgungsketten ein Türöffner für eine grüne Wasserstoffwirtschaft sein.
- Türkiser Wasserstoff:** Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO₂-Neutralität des Verfahrens sind die erneuerbare Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors und die dauerhafte Bindung des anfallenden Kohlenstoffs.
- Pinker Wasserstoff** (auch roter Wasserstoff genannt): Durch Elektrolyse mittels Atomstrom gewonnen.
- Weißer Wasserstoff:** Nicht künstlich erzeugter, sondern natürlich im Untergrund vorkommender Wasserstoff.



European Hydrogen Backbone (EHB) 2040

Auf Initiative von 30 Infrastrukturbetreibern wird ein europaweites Wasserstoffnetz für den Transport und die Verteilung von (Grünem) Wasserstoff über große Entfernungen aufgebaut. Es umfasst zu diesem Zweck neu errichtete Leitungen ebenso wie umgewidmete Gas-Pipelines.

Einigkeit scheint zu bestehen, dass Wasserstoff zumindest in den Bereichen angewendet werden wird, die besonders schwer zu dekarbonisieren sind (sogenannte Hard-to-abate-Sektoren). Dazu zählen die chemische und die Düngemittelindustrie, die Stahlindustrie oder auch Raffinerien. Weiters sind der Schwerverkehr oder Häfen wahrscheinliche Kandidaten als künftige Verbraucher. Wasserstoff-Autos mit vierstelligen Reichweiten und sekundenschnellem Tanken könnten in diesen Bereichen unterlegenen E-Autos Konkurrenz machen. Freilich müssen bis dahin noch Fragen der Kosten und der Effizienz (Energieverluste bei der Erzeugung) geklärt sowie die nötige Infrastruktur (Tankstellen) geschaffen werden.

Teil der offiziellen Klimastrategie

In Österreich wird Wasserstoff von der Bundesregierung in deren aktueller Wasserstoffstrategie als „wichtiger Wegbereiter“ der Klimaneutralität gesehen. Sie will das Vorhaben unterstützen, bis 2030 eine Elektrolyse-

Kapazität von 1 GW zu errichten. Dennoch hält sie für unwahrscheinlich, dass 2040 genügend Wasserstoff im Land produziert werden kann, um den gesamten Bedarf decken zu können, und strebt daher auch internationale Partnerschaften für den Import an. Insgesamt stellt die Bundesregierung im Rahmen des am 5. Juli 2024 in Kraft getretenen Wasserstoffförderungsgesetzes Bundesmittel in einer Höhe von 820 Mio. Euro bereit; davon stehen für die Förderung im Jahr 2024 selbst maximal 400 Mio. Euro im Rahmen einer wettbewerblichen Auktion zu Verfügung, die restlichen 420 Mio. Euro zur Vergebung bis 2026. Gefördert werden sollen in Österreich errichtete Elektrolyse-Kapazitäten (nicht aber Wasserstoff aus Biomasse).

Eines der wenigen hiesigen Großunternehmen, die sich bereits aktiv mit der Erzeugung von Grünem Wasserstoff beschäftigen, ist die VERBUND AG. Sie betreibt größere Elektrolyse-Projekte in Kooperation mit voestalpine oder mit LAT Nitrogen Linz im Chemiepark Linz, dem derzeit größten Wasserstoff-Verbraucher des Landes. ◀



Der Schlüssel zur Dekarbonisierung

Grünes Gas ermöglicht neue Geschäftsmodelle und die Weiternutzung wertvoller Infrastruktur. Durch die Sektorkopplung von Strom und Gas wird eine erfolgreiche und leistbare Energiewende realisierbar.

Für den Import, den Transport und die Verteilung von Wasserstoff sind Leitungen vonnöten. „Auf dem Weg zur Klimaneutralität wird die Gasinfrastruktur schrittweise in eine gezielte Wasserstoffinfrastruktur umgestaltet“, heißt es in der aktuellen Wasserstoffstrategie. Die AGGM, die für den Gasfluss in Österreich zuständig ist, hat auf Basis einer Bedarfsanalyse bei zukünftigen Großverbrauchern eine H₂-Roadmap erstellt, die den Ausbau des Wasserstoffnetzes durch Neubau bzw. Umdümmung bestehender Gasleitungen beschreibt.

Versorgungssicherheit & Volkswirtschaft

Auf dem angesprochenen Weg wird aber mittelfristig nicht nur Wasserstoff, sondern darüber hinaus auch anderes Grünes Gas und weiterhin Erdgas transportiert, denn die Sicherstellung der österreichischen Energieversorgung ist nach wie vor ein dem Klimaschutz gleichrangiges Ziel. Die Gaswirtschaft hat natürlich höchstes Interesse daran, ihre Infrastruktur auch weiterhin zum Energietransport zu nutzen und für die

künftigen Herausforderungen fit zu machen – ein weiterer Schwerpunkt der aktuellen Forschungstätigkeit. Volkswirtschaftlich ist es aber ebenso selbstverständlich von Vorteil, die bereits verlegten 45.000 Kilometer an Gasleitungen (und darin sind die Fernleitungen noch gar nicht berücksichtigt), für die in der Vergangenheit Milliarden aufgewendet wurden, auch in einer dekarbonisierten Zukunft zu verwenden. Nicht zuletzt werden durch den Übergang zur Klimaneutralität neue Geschäftsmodelle und dementsprechend Arbeitsplätze entstehen. Und zwar hier in Österreich, wenn ein hoher Anteil des regenerativen Gases hier erzeugt wird. Auch die Durchleitung von international gehandeltem Grün-Gas bringt neue Chancen für österreichische Unternehmen.

Diversifizierung & Durchleitung

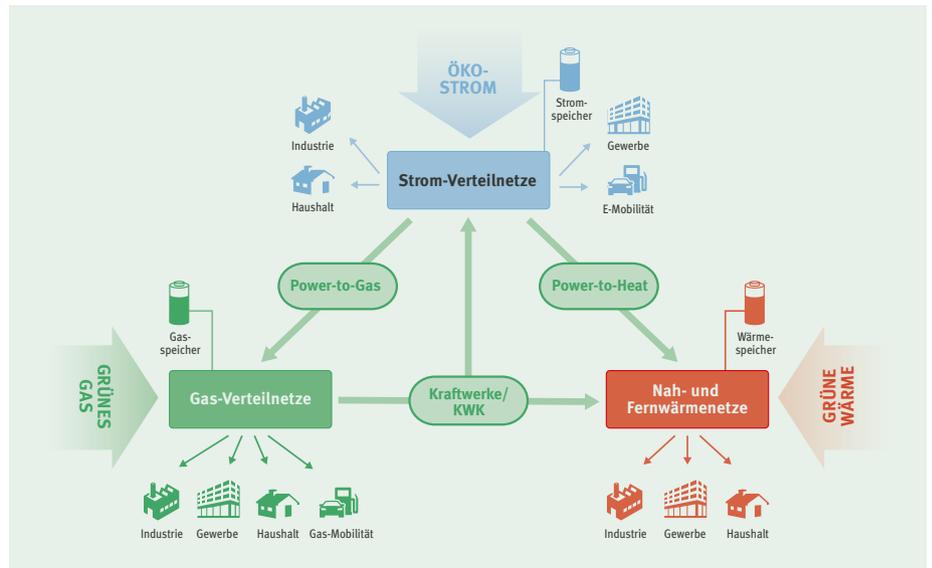
Mit erneuerbarem Gas wird der immer lauter geäußerte Wunsch nach Diversifizierung des Bezugs von Energie erhört, das bedeutet: Die Abhängigkeit von ausländi-

schon Lieferanten wird im selben Maß verringert, in dem Österreich die Produktion von eigenem Grünem Gas erhöht.

Aber auch die Nutzung der Gasinfrastruktur für den künftigen internationalen Transit von Wasserstoff könnte Österreich zurück auf die Landkarte bringen, nachdem der Transport russischen Gases nach Westeuropa (samt entsprechenden Einnahmen aus Transitgebühren) bekanntlich zum Erliegen gekommen ist. „Betrachtet man die zukünftigen Versorgungswege für Wasserstoff, so zeigt sich, dass Österreich an einem Knotenpunkt liegt. Wasserstoff aus Nordafrika kann über Italien nach Österreich und weiter nach Deutschland gelangen. Er kann aber auch aus Rumänien oder der Ukraine kommen, zwei weiteren zukünftigen Hoffungsgebieten für die Wasserstoffproduktion. Und gleichzeitig kann Wasserstoff, der in den windreichen Regionen Norddeutschlands oder der Niederlande erzeugt wird, über das vorgelagerte Pipelinenetz zu uns nach Österreich und von dort weiter transportiert werden“, meint Gas Connect Austria-Geschäftsführer und ÖVGW-Vizepräsident Stefan Wagenhofer im *FORUM*-Interview. Nicht nur sollte die bereits vorhandene Gasinfrastruktur genützt, sie sollte sogar vergrößert werden. „Eine Diversifizierung der Gasversorgung und die damit einhergehende Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie die Weichenstellung für eine klimaneutrale Energieversorgung der Zukunft braucht einen strategischen und wasserstofftauglichen Ausbau des Gasnetzes.“

Sektorkopplung & Strom

Was Grünes Gas – besonders in der Form von Wasserstoff aus Power-to-Gas – endgültig zur Schlüsseltechnologie der Energiewende macht, ist die Möglichkeit der Sektorkopplung mit Strom. Es ist in der Lage, die Schwächen der umfassenden Elektrifizierung auszugleichen. In der offiziellen Wasserstoffstrategie heißt es: „Der Elektrolyse kommt als sektorkoppelnder Zukunftstechnologie eine besondere Bedeutung zu. Durch die Verbindung des Strom- und Gassektors kann erneuerbarer Strom gasförmig gespeichert und nicht elektrifizierten Sektoren zugeführt werden.“ Das bedeutet in der Praxis: Besonders wenn die Windräder rotieren und die Solarpaneele glühen (70 % des Solarstroms werden –



Sektorkopplung betrachtet das Energienetz als Ganzes und bedeutet die Verknüpfung von Strom-, Wärme- und Gasnetz. Die Kopplung des Stromnetzes mit dem Wärmenetz (Power-to-Heat) und dem Gasnetz (Power-to-Gas) ermöglicht flexiblen Transport und Speicherung großer Energiemengen. Durch Kombination von erneuerbarem Strom und erneuerbarem Gas sowie durch Einbeziehung grüner Fernwärme kann die Dekarbonisierung in allen Sektoren (Industrie, Gewerbe, Haushalt, Mobilität) erreicht werden.

Überraschung – im Sommer erzeugt) oder aus anderen Gründen ein Überangebot an erneuerbarem Strom besteht, kann diese Energie mittels Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff und/oder Methan verwendet werden. Dadurch wird sie leicht speicherbar und kann in den Gasleitungen oder -speichern untergebracht werden. Der Energieverlust der Umwandlung spielt keine Rolle, denn der Verlust läge bei 100 %, müsste man die Stromproduktion einstellen, weil im Netz kein Bedarf besteht. Die Zeiten der höchsten Produktion von erneuerbarer Energie fallen nämlich ziemlich genau mit den Zeiten des geringsten Bedarfs zusammen.

Nicht nur wird Grünes Gas für die nicht elektrifizierten Industriebetriebe und andere Direktverbraucher benötigt. Es kann – wie anfangs gezeigt – auch zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz verwendet werden und dieses stabilisieren. Dadurch werden nicht zuletzt die sonst enormen Kosten des Stromnetzausbaus reduziert. Nur bei Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur kann diese Kopplung zu volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten erreicht werden. Gas und Strom sind also ebenso keine Gegensätze wie Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit. Klimaziele und Energieversorgung sind vielmehr zwei Seiten einer Medaille, die untrennbar zusammengehören. ◀

DIE INITIATIVE





Die ÖVGW: Schaltstelle der Energiewende

Mit dem Übergang in eine „grüne“ Zukunft beschreitet die Gaswirtschaft nicht zum ersten Mal Neuland. Damit die Transformation möglichst reibungslos funktioniert, ist die ÖVGW bereits seit Jahren aktiv: Sie passte ihre Struktur an, startete zwei Forschungsinitiativen, stieß Dutzende von Projekten an und sicherte die Finanzierung.

Seit fast eineinhalb Jahrhunderten ist die Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach damit befasst, den neuesten Stand der Technik in ihren Bereichen zu ermitteln, zu definieren und zu vermitteln. Am Beginn ihrer Tätigkeit wurde Österreich noch von einem Kaiser regiert, die 2. Wiener Hochquellenleitung war noch gar nicht gebaut, die Gasversorgung der Hauptstadt war in der Hand englischer Unternehmer und völlig desolat. Mehrmals schon musste die ÖVGW massive Änderungen in der Gaswirtschaft begleiten: Die Wiener Gasometer sind nicht nur bis heute bewunderte Juwelen der Industriearchitektur, sondern auch Denkmäler des Aufbaus einer modernen kommunalen Gasversorgung. Nach den Zerstörungen des Zweiten Weltkriegs musste diese wieder ganz neu aufgestellt werden. Und wurde bald danach massiv umgestellt: Denn wurde Gas zunächst vor allem für die Beleuchtung und in kleineren Gewerbebetrieben verwendet, stieg der Verbrauch enorm, als Gas die Industrie, Kraftwerke und die Raumheizung „eroberte“. Allerdings

wurde Gas bis in die 1960er-Jahre künstlich aus Kohle erzeugt – fast alle größeren Städte in Österreichs hatten Gaswerke. Der nächste fundamentale Übergang war in der Folge der zu natürlichem und ungiftigem Erdgas.

Wächter über den Wandel

Unser Gas hat also im Lauf der Jahrzehnte nicht nur immer wieder seine Zusammensetzung verändert, auch die Anwendungsgebiete wurden mehr und andere – dafür mussten natürlich jeweils erst die technischen Voraussetzungen geschaffen werden. In enger Zusammenarbeit mit den Unternehmen, Behörden und der Forschung war die ÖVGW an diesen Entwicklungen stets höchst aktiv beteiligt. Als Gas nicht nur mehr für Beleuchtungszwecke, sondern zunehmend auch zum Kochen und Heizen eingesetzt wurde, wirkte der Verein an der Erstellung des Gasregulativs (1906) mit. Dieses erste Regelwerk enthielt „viel Wissenswertes für den Installateur über die Installation von Gasleitungen“, wie

die Vereinszeitschrift betonte, und auch Bestimmungen zur Abgasführung für Rauchfangkehrer. Als sich in der Folge Gas als Medium zum Heizen und Kochen durchsetzte, führte die ÖVGW 1947 die Prüfmärke Gas ein, mit der die ordnungsgemäße Konstruktion und Funktion von Gasgeräten nach dem Stand der Technik bescheinigt wurde. 1955 erschien mit der G 1 die erste ÖVGW-Richtlinie, sie erwarb sich bald den Ruf einer „Bibel der Gasinstallation“. Die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas brachte in den 1970er-Jahren wiederum neue Herausforderungen mit sich: Der Brennwert von Erdgas ist höher als der von Stadtgas, was eine Anpassung der Brenner und Heizgeräte erforderlich machte. Es galten nun strengere Vorschriften für die Gasqualität, die Wobbzahl durfte nur noch in einem engeren Bereich schwanken, die Gasleitungen wurden mit immer höherem Druck betrieben.

In der kommenden Energiewende wird es nicht anders sein. Die ÖVGW begleitet die Umstellung auf erneuerbare Gase mit ihrem Expertenwissen und koordiniert eine enge Zusammenarbeit zwischen Gasversorgungsunternehmen, Gasgeräteherstellern, Installateuren und Verbrauchern. „Die Umstellung des Systems bedeutet ein neues Denken“, formuliert Manfred Pachernegg (Geschäftsführer, Energienetze Steiermark), der in der ÖVGW mit der Steuerung der Forschungsaktivitäten rund um Grünes Gas befasst ist. Die Branche muss sich also mehr oder weniger neu erfinden – dies aber nicht zum ersten Mal und nicht unvorbereitet, wie der ehemalige ÖVGW-Präsident Michael Haselauer (Geschäftsführer Netz Oberösterreich) unterstreicht: „Die Grundidee ist heute dieselbe wie zu Zeiten der Vereinsgründung vor 140 Jahren: nämlich die Gasversorgung so sicher wie möglich und zum Nutzen aller Kunden durchzuführen – nur dass es nun eben erneuerbare Gase sein werden. Es wird daher auch in Zukunft Aufgabe der ÖVGW sein, dafür zu sorgen, dass gut ausgebildete Personen zuverlässige Produkte unter technisch sicheren Bedingungen einsetzen. Das erwartet man von uns – und das werden wir auch schaffen.“

ÖVGW ergreift zeitgerecht Initiative

Seit der letzten großen Umstellung auf Erdgas vor 50 Jahren wurde das System unserer Gasversorgung weiter optimiert und funktioniert entsprechend klaglos. Der Forschungsbedarf hielt sich in Grenzen, im Wesentlichen mussten nur noch Detailspekte genauer betrachtet und verbessert werden. Beispielhaft für

die ÖVGW-Forschungstätigkeit vor 2019 seien folgende Vorhaben genannt: die Untersuchung der Ausbreitungsvorgänge beim Austritt von Erdgas in erdverlegten Leitungen (1985), die „Ermittlung von Emissionsfaktoren für Gasgeräte“ (1989–93), die Erstellung von Qualitäts- und Ausschreibungskriterien für PE-Rohre (1995), die „Dimensionierung von Inneninstallationen“ als Basis einer Profi-Software für Planer und Gasinstallateure (2006) oder die ab 2002 über 20 Jahre laufenden Projekte zur Lebensdauerabschätzung von PE-Rohren mit dem Polymer Competence Center Leoben (PCCL).

Mit der angestrebten Dekarbonisierung werden nun aber eine Vielzahl von Innovationen und eine gänzliche Neuausrichtung nötig. Eine Hauptaufgabe der ÖVGW ist es, hier Expertise aufzubauen, auf die alle am Umbau des Energiesystems Beteiligten zurückgreifen können. Wer hätte auch beispielsweise gedacht, dass die Flammen in einem Wasserstoff-Brenner zehnmal so schnell züngeln, und dass man – verglichen mit Erdgas – dreimal so viel Gasvolumen an Wasserstoff transportieren muss, um den gleichen Energieinhalt zu bekommen?

An zu klärenden Fragen herrscht kein Mangel, z.B.: „Wie geht eine Leitung, ein Industriebrenner, ein Endgerät im Haushalt, ein Gaszähler mit einem erhöhten Wasserstoff-Anteil um? Was muss adaptiert werden?“ „Welche Verfahren sind geeignet, Bio-Rohgas zu Biomethan zu veredeln?“ „Welche Rahmenbedingungen sind nötig, um Grünem Gas zum Durchbruch zu verhelfen?“ Noch immer wird z.B. auf eingespeistes Biomethan die Erdgasabgabe eingehoben, und es liegt auf der Hand, dass dies der Entwicklung nicht zuträglich ist. Die Gaswirtschaft fordert schon lange die Abschaffung dieser seltsamen Regelung.

Was ist aus „Greening the Gas“ geworden?

Als die Kampagne zur Dekarbonisierung der Gasversorgung 2019 startete, hatte man dafür den einprägsamen Titel „Greening the Gas“ gewählt, der dann auch fünf Jahre lang Verwendung fand. Darunter ist zu verstehen, dass man darauf hinarbeitet, in Zukunft den Energieträger Gas in grüner, also nicht-fossiler Form zur Verfügung zu stellen. Kritiker und Gegner dieser Initiative verkehrten das „Grün machen“ (im Sinn von „zum Grünen verändern“) zum bloßen „einen grünen Anstrich geben“ („Greenwashing“). Aus der medien- und publikumswirksamen Neubesetzung des Begriffs zog die Gaswirtschaft schließlich die Konsequenzen und nennt ihr Programm nunmehr schlicht „Initiative Grünes Gas“. Gemeint ist freilich das selbe: Ersatz des fossilen Erdgases durch erneuerbare bzw. klimaneutrale Gase.

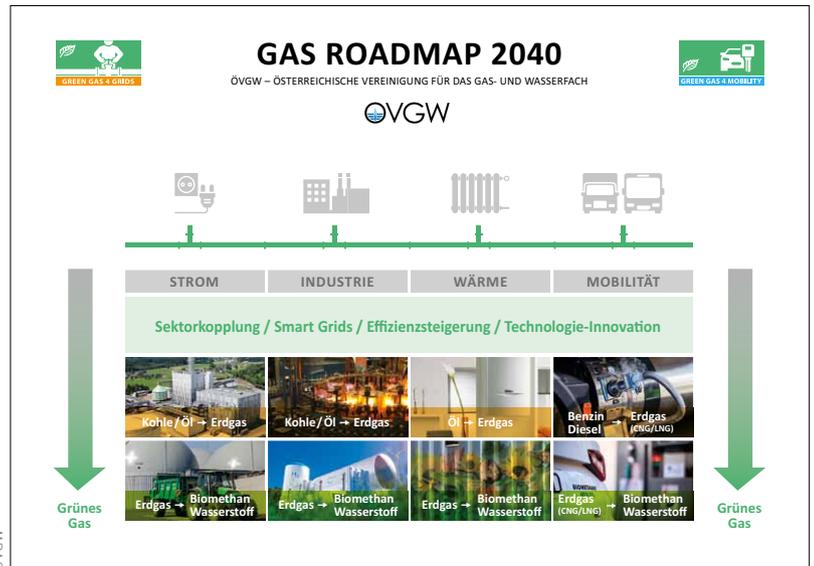
Allgemeine Fragen der Gasqualität müssen freilich auf europäischer Ebene geklärt werden, da bekanntlich ein Erdgasbinnenmarkt besteht, der künftig weiter den internationalen Handel mit vergleichbarer Qualität ermöglichen soll. Doch auch an der Erstellung internationaler Normen beteiligt sich die ÖVGW – etwa im Europäischen Komitee für Normung CEN oder an der globalen ISO-Normierung. Im Forschungsbereich ist die ÖVGW darüber hinaus Gründungsmitglied der im Jahr 2018 geschaffenen Plattform ERIG – European Research Institute for Gas and Energy Innovation mit Sitz in Brüssel. Dort sollen länderübergreifende Aktivitäten und der Austausch nationaler Forschungsergebnisse die Dekarbonisierung vorantreiben.

Wissen schaffen für Grünes Gas

2019 startete die ÖVGW ihre Grün-Gas-Forschungsaktivität und wurde dabei von der gesamten Branche unterstützt, denn sie liegt – für manche vielleicht auf den ersten Blick überraschend – auch durchaus in deren Interesse. Manfred Pachernegg klärt auf: „Das ist interessanterweise der Fall. Man könnte ja meinen, ein Unternehmen, das mit dem Import von fossilem Erdgas befasst ist, würde hier bremsen. Das nehme ich aber nicht wahr. Oftmals haben Unternehmen, die mit dem Vertrieb von Erdgas befasst sind, Eigentümer, denen auch die Leitungen gehören. Und die haben erkannt, dass nicht nur Erdgas von einem Phasing-Out bedroht ist, sondern auch die dazugehörige Infrastruktur, die man ja weiterhin nutzen möchte, um damit Geld zu verdienen. Die Gaswirtschaft ist keine Sparte, wo man heute eine Idee hat, diese morgen umsetzen kann und übermorgen schon wieder einen neuen Plan verfolgt. Dafür sind die erforderlichen Investitionen zu hoch, und auch die technologischen Entwicklungen benötigen eine bestimmte Zeit.“

Die ÖVGW beschloss also die Erarbeitung einer Roadmap zur Erhöhung des Anteils von Grünem Gas im System. Sie sieht vor, bis 2040 Erdgas in der Stromerzeugung, in industriellen Prozessen, bei der Raumwärmeerzeugung und in der Mobilität schrittweise durch erneuerbare Gase zu ersetzen und die heimische Gasversorgung zu 100 Prozent CO₂-neutral zu gestalten.

Organisatorisch wurde innerhalb der Vereinigung ein von Manfred Pachernegg geleiteter „Forschungsbeirat Gas“ sowie ein Arbeitskreis „TAK Greening the Gas“ (heute: „TAK Grünes Gas“) dazu eingerichtet. Im Forschungsbeirat wird die Forschungsstrategie festgelegt:



ÖVGW



ÖVGW

Die 2019 ausgearbeitete Gas Roadmap 2040 zur Dekarbonisierung der Gasversorgung und die ÖVGW-Forschungsstrategie mit den festgelegten Forschungsfeldern

Welche Themengebiete sind relevant, welche offenen Fragen technischer, organisatorischer oder wirtschaftlicher Natur sollen wissenschaftlich untersucht und geklärt werden? Der Arbeitskreis koordiniert die Mitgliedsunternehmen und ist mit der operativen Durchführung der Vorhaben befasst.

In diesem Rahmen werden also Forschungsfragen erarbeitet und in der Folge entsprechende Projekte beauftragt, um Antworten darauf zu finden. Die Forschungsaktivität der ÖVGW gliedert sich in die beiden Initiativen „Green Gas 4 Grids“ und „Green Gas 4 Mobility“.

ÖVGW Forschung Grünes Gas – Projektpartner 2019–2024

Die Aspekte, die bei der Umgestaltung der Energielandschaft berücksichtigt werden müssen, sind vielfältig: Es geht vor allem technische (wie Materialfragen, Verbrennungstechnik, Power-to-Gas-Technologie, Gasaufbereitung oder CO₂-Ab-

trennung), infrastrukturelle und sicherheitstechnische Fragen, aber auch um volkswirtschaftliche, sozioökonomische, betriebswirtschaftliche und ökologische. Die Projekte müssen daher in Kooperation mit Universitäten, Forschungsein-

richtungen und Fachleuten aus unterschiedlichen Disziplinen durchgeführt werden. Bei den Forschungsvorhaben hat die ÖVGW bisher mit über 20 renommierten Partnern zusammengearbeitet.

 Bioenergy and Sustainable Technologies	 Gas- und Umwelttechnik GmbH			
BESTresearch GmbH	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH	Doka Österreich GmbH	European Research Institute for Gas and Energy Innovation	FEN Research GmbH
 RESEARCH & INNOVATION	 HYDROGEN CENTER AUSTRIA	 JOHANNES KEPLER UNIVERSITÄT LINZ	 partner der energiewirtschaft	 MATERIALS CENTER LEOBEN
Forschung Burgenland	Hydrogen Center Austria	Johannes Kepler Universität Linz	keep it green GmbH	Materials Center Leoben
		 Ostschweizer Fachhochschule	 Polymer Competence Center Leoben	
Montanuniversität Leoben	Nawaro Energie Betrieb GmbH	OST – Ostschweizer Fachhochschule	Polymer Competence Center Leoben	Technische Universität Graz
 TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN Vienna University of Technology		 WIRTSCHAFTS UNIVERSITÄT WIEN VIENNA UNIVERSITY OF ECONOMICS AND BUSINESS		
Technische Universität Wien	TÜV Süd	Wirtschaftsuniversität Wien	WIVA P&G	Konsulenten und Sachverständige

Initiative „Green Gas 4 Grids“

Diese Initiative umfasst die Abklärung offener Fragestellungen zur Produktion und Netzeinspeisung erneuerbarer Gase. Das beginnt bei der effizienten Erzeugung und Aufbereitung, reicht aber bis hin zu einer allfälligen Neudefinition der Gasqualität sowie der Schaffung eines entsprechenden technischen Ordnungsrahmens im ÖVGW-Regelwerk bzw. bei der ÖVGW-Zertifizierung. Im Rahmen von Green Gas 4 Grids wird der überwiegende Teil der Projekte gestartet. Ein Beispiel wäre eine Studie zu aktuellen Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen als Kraft-Wärme-Kopplung in Gewerbe und Industrie, ein anderes die Erstellung einer

Metastudie zur Produktion von klimaneutralen Gasen (beide 2021).

Initiative „Green Gas 4 Mobility“

Im Rahmen dieses Programms beschäftigt man sich mit der Verwendung erneuerbarer Gase im Verkehr. Grundsätzlich ist abzuklären, in welchem Ausmaß sie in diesem Sektor einsetzbar sind. Wo liegen die Potenziale und Grenzen für Grünes Gas? Ein typisches Beispiel für eine aus diesem Titel angestoßene Aktivität wäre etwa die Einholung eines Gutachtens (2021) zur Einschätzung des Risikos, das von Wasserstoff-Fahrzeugen in Tiefgaragen ausgeht.

Projektumfang

Zum Auftakt der beiden Initiativen wurden im ersten Jahr 2019 bereits sieben Projekte vergeben, im Folgejahr waren es neun weitere, 2021 folgten erneut 12 bewilligte Forschungsvorhaben, insgesamt sind bis 2023 bereits rund 40 Projekte realisiert worden – mit mehr als 20 kompetenten Partnern.

Noch ist kein Ende der zunächst für fünf Jahre ange-setzt gewesenen Forschungsaktivitäten abzusehen, da-für sorgte Michael Haselauer schon frühzeitig: „Ich bin sehr froh, dass unter meiner Präsidentschaft der Be-schluss gefasst wurde, die Forschungsinitiative bis 2029 zu verlängern. Wir sehen es als unsere Aufgabe an, zu zeigen, wie die Dekarbonisierung der Gasversorgung aus technischer Sicht möglich ist.“

Finanzierung für verstärkte Forschung

Die Etablierung und Fortführung derart aufwendiger Projekte ist – wie auch die Transformation zu einer er-neuerbaren Energiewelt selbst – nicht zuletzt eine Geld-frage. Die ÖVGW und ihre Mitglieder finanzierten das Forschungsbudget von zunächst jährlich 400.000 Euro anfangs selbst. Die Generalversammlung beschloss da-für 2018 eine geringfügige Anhebung der Mitgliedsbei-träge im Gasfach um das 1,1-Fache.

Erfreulicherweise konnte aber inzwischen eine Aus-weitung der zur Verfügung stehenden Budgets erreicht werden, da die Österreichische Forschungsförderungs-gesellschaft (FFG) Mittel für die Finanzierung einzelner Projekte zur Verfügung stellt. Anfang 2024 waren drei von der ÖVGW initiierte Projekte mit solchen Förderun-gen durchgeführt worden. Eines davon – „BIG Green Gas“ – wurde im Vorjahr sogar mit dem renommierten Energy Globe Award ausgezeichnet.

Aktuell ist von einem weiteren beträchtlichem An-schub in der Finanzierung zu berichten: In der laufen-den Regulierungsperiode bis 2027 steht den Gasnetz-betreibern zusätzlich ein Innovationsbudget zur Ver-fügung, das 0,5 % der „beeinflussbaren“ Betriebskos-ten beträgt – jene für die gewöhnliche Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben können also nicht für die For-schung geltend gemacht werden. Stefan Wagenhofer erklärt: „Wir rechnen mit einem Betrag in der Höhe von mehr als einer Million Euro pro Jahr für das gesamte ös-terreichische Gasnetz. Diese Mittel aus den Einnahmen

ÖVGW Forschung Grünes Gas Zuständigkeiten und Aufgabenverteilung

Forschungsbeirat Gas

Vorsitzender: DI(FH) Manfred Pachernegg
Mitglieder: Vorstände bzw. Geschäftsführer aus den ÖVGW-Mitgliedsunternehmen im Gasfach
Funktion: Strategische Ausrichtung der Forschungsinitiative
Eingerichtet auf Vorstandsbeschluss der ÖVGW

Temporärer Arbeitskreis (TAK) „Grünes Gas“

Vorsitzender: Dr. Gerald Kinger
Stellvertreter: DI Stefan Fink
Mitglieder: Vertreter der ÖVGW-Mitgliedsunternehmen im Gasfach
Funktion: Operative Durchführung der Projekte, Abstimmung inner-halb der Mitgliedsunternehmen
Eingerichtet auf Vorstandsbeschluss der ÖVGW

ÖVGW-Geschäftsstelle, Fachbereich Gas

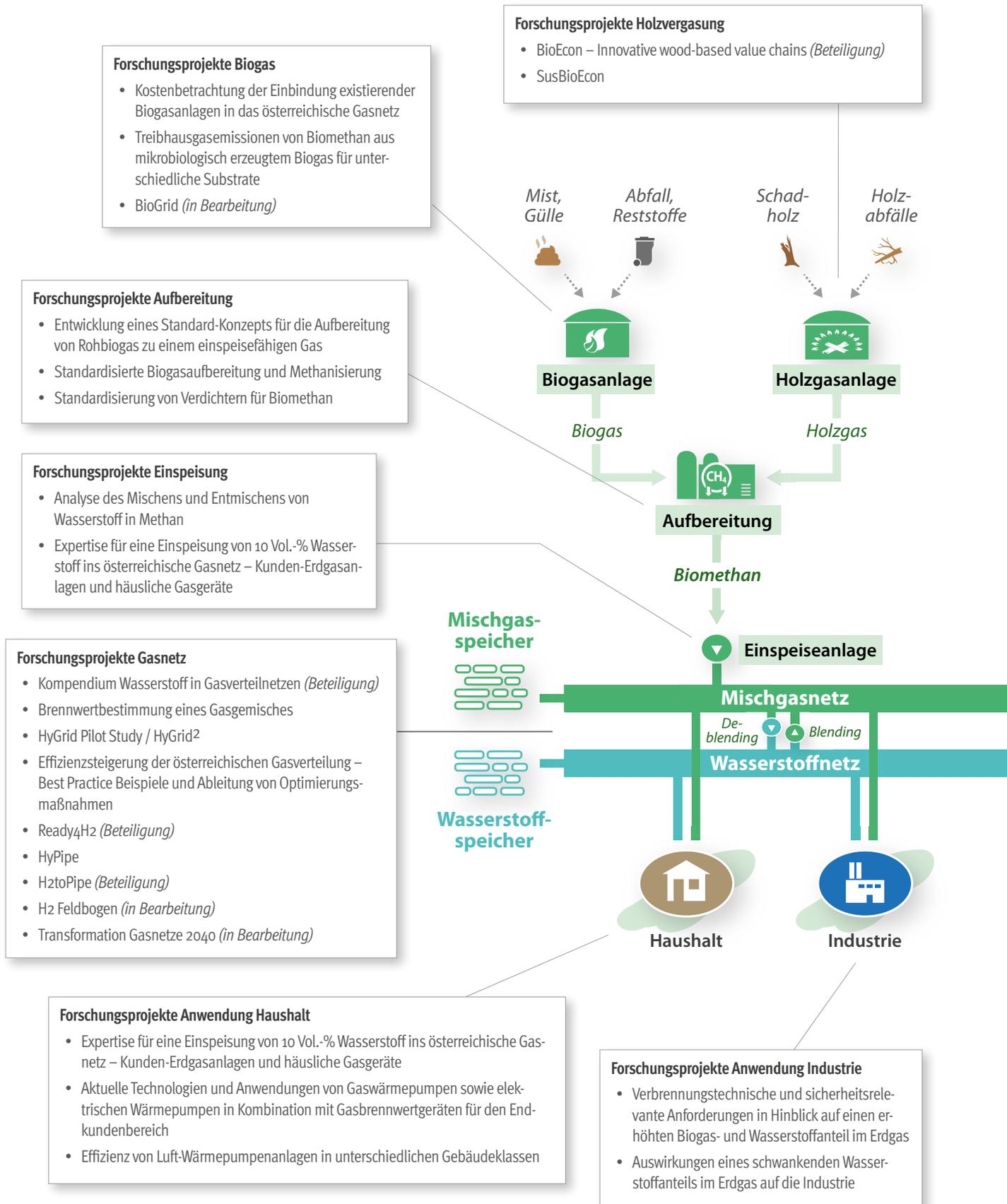
Koordinierung und Betreuung der Forschungsagenden und der zuständigen Gremien: DI Sascha Grimm (bis Dezember 2023) und DI Michael Obermann, PhD (seit Dezember 2023)

Dauer und Finanzierung

Die Forschungsinitiative war ursprünglich auf 5 Jahre ausgelegt und wurde 2024 um weitere 5 Jahre verlängert. Die Forschungsmittel werden zum einen durch die Mitgliedsbeiträge aufgebracht, zum anderen wird den Verteilernetzbetreibern seit 2023 von der Regu-lierungsbehörde ein pauschales Forschungsbudget gewährt, das die ÖVGW verwaltet und für die Grün-Gas-Forschung verwendet.

der Gasnetzbetreiber dürfen für Forschungsausgaben verwendet werden, die den Umbau des Gasnetzes hin zu erneuerbaren Gasen vorantreiben sollen.“ Die Ein-hebung und Verwaltung dieser Beträge erfolgt zentral über die ÖVGW.

Innerhalb der von E-Control vorgegebenen Berei-che kann die ÖVGW über die Vergabe verfügen: Versor-gungssicherheit, Wasserstofftauglichkeit sowie alterna-tive Nutzungsmöglichkeiten der Netze, Digitalisierung, Verringerung der Methan-Emissionen, Redimensionie-rung von Netzen bzw. Wirtschaftlichkeitstests und För-derung der Energieeffizienz. „Der Forschungsbeirat wird entscheiden, welche konkreten Projekte mit den zusätzlichen Einnahmen aus dem Innovationsbudget durchgeführt werden. Das bedeutet einen zusätzlichen Schub für unsere Forschung. Die Erkenntnisse aus den Projekten werden allen Gasnetzbetreibern zur Verfü-gung gestellt, zum Beispiel über Projektpublikationen oder den jährlichen ÖVGW-Forschungsbericht“, äußert sich Wagenhofer zufrieden. ◀



Grünes Gas – von der Erzeugung zur Anwendung

Die ÖVGW-Forschungsprojekte decken die gesamte Kette von der Produktion über Aufbereitung, Einspeisung und Verteilung bis hin zu den verschiedenen Einsatzbereichen ab.

Forschungsprojekte Pyrolyse

- Produktion grüner Gase aus Klärschlamm: Fallstudie für Wasserstoff aus DFB-Dampfgaserzeugung
- BIG Green Gas – Branchenprojekt für innovative Grün-Gas-Produktion

Forschungsprojekte Elektrolyse

- Metastudie zur Produktion von klimaneutralen Gasen
- HyQuality
- HyTool (in Bearbeitung)

Forschungsprojekte H₂-Methanisierung

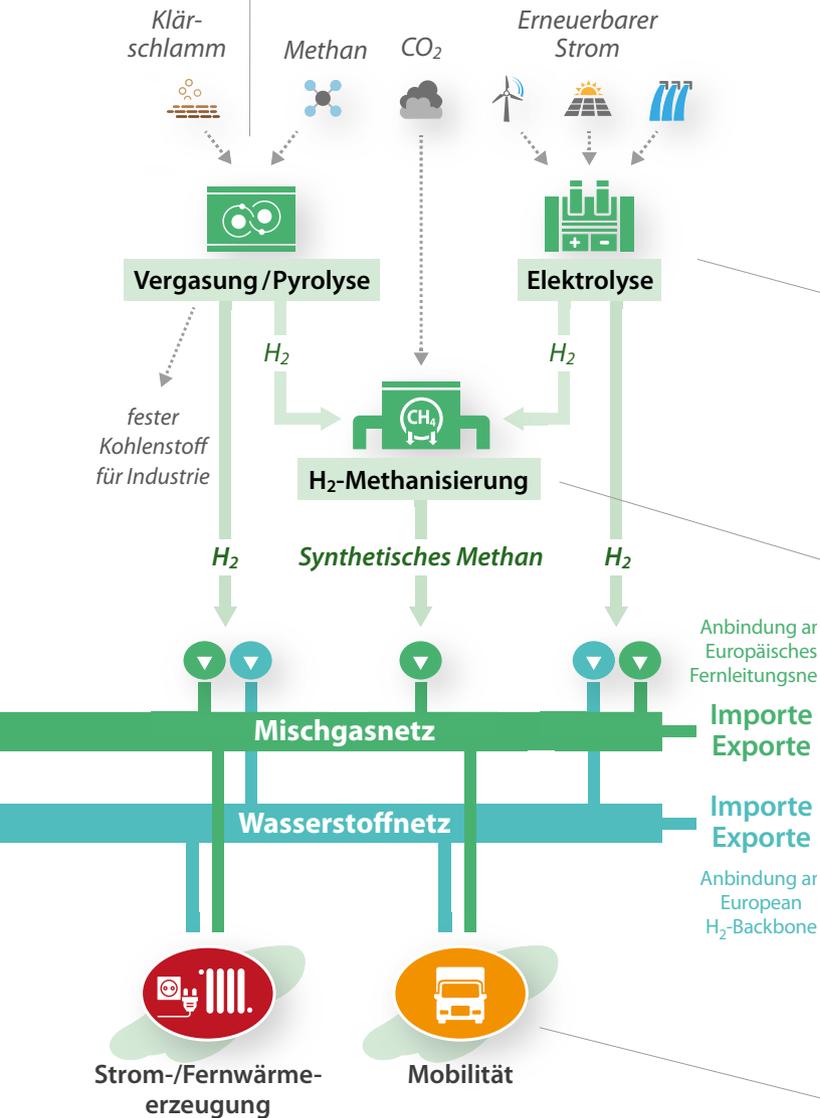
- Standardisierte Biogasaufbereitung und Methanisierung

Forschungsprojekte Anwendung Mobilität

- Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw in Österreich
- Wasserstoff in der Mobilität – Recherche bezüglich existierender Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge
- CNG Home Refuelling Stations – Identifikation der regulatorischen Hürden
- Gutachten zur Risikobewertung von Wasserstofffahrzeugen in Tiefgaragen
- ReHaul – Renewable Long Haul Transport (Beteiligung)

Forschungsprojekte Anwendung Strom/Wärme

- Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen und Klein-Kraft-Wärme-Kopplung für den Endkundenbereich
- Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen als KWK in Gewerbe und Industrie





Anwendung und Kommunikation der Ergebnisse

Die im Rahmen der Forschungsinitiative gewonnenen Erkenntnisse fließen in konkrete Projekte, das ÖVGW-Regelwerk, die Zertifizierung sowie in die Öffentlichkeitsarbeit ein

Der Ablauf und die Ergebnisse jedes Forschungsprojekts werden in einem Abschlussbericht festgehalten und erscheinen in der seit 1985 bestehenden, für Vereinsmitglieder zugänglichen Reihe „Forschungsvorhaben Gas“ (Kürzel GF). Doch werden die Projekte natürlich nicht zum Selbstzweck durchgeführt und die Erkenntnisse natürlich nicht (nur) für die Lagerung im Archiv gewonnen. Neben den Forschungsvorhaben und ihrer Dokumentation ist die Zurverfügungstellung von Information wesentlicher Teil der Forschungsinitiative, und zwar Information sowohl über konkrete Ergebnisse als auch über die Initiative und Grünes Gas selbst.

Regelwerk und Zertifizierung

Direkt fließen die neuen Erkenntnisse in das ÖVGW-Regelwerk in Form von Richtlinien und in Qualitätsstandards ein – und damit auch in den „Alltag“ der Gasversorgung. Ein gutes Beispiel für dieses Zusammenspiel ist die Erhöhung des zulässigen Wasserstoffanteils im Gasverteilernetz auf 10 %. Bevor dieser Wert in der ÖVGW-Richtlinie G B210 „Gasbeschaffenheit“ festgelegt

werden konnte, wurde im Rahmen des Forschungsprogramms untersucht, ob sich die Gasgeräte bei den Endkunden und die Brenner in den Industriebetrieben mit dem höheren H₂-Anteil problemlos betreiben lassen.

Parallel zum umfangreichen Regelwerk Gas (und seiner Struktur folgend) wird ein eigenes Wasserstoff-Regelwerk aufgebaut. Im Februar 2023 erschienen die ersten ÖVGW-Wasserstoff-Richtlinien: die H B100 – sie definiert die Anforderungen an die Beschaffenheit von gasförmigem Wasserstoff für Einspeisung, Transport, Verteilung und Speicherung in eine Gas- oder Wasserstoff-Infrastruktur – und die H E310 über die Planung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoff-Einspeiseanlagen. Dabei geht es ebenfalls um die Einspeisung sowohl in reine Wasserstoffnetze als auch in Gasnetze. Damit waren erstmals die Voraussetzungen für die Genehmigung und Errichtung von Wasserstoffleitungen sowie -Anlagen geschaffen, was das ÖVGW-Präsidium in einer Aussendung als „Meilenstein zur Integration Grüner Gase“ feierte. Im Juni 2023 erging die Richtlinie H E200 zur Planung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoffleitungen. Im Oktober 2023 folgte die H E510

zur Planung, Herstellung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoff-Betankungsanlagen für mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge. Im April 2024 schließlich normierte die H E100 die Planung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen, wobei der Fokus vor allem auf stationären Elektrolyseverfahren gemäß ISO 22734 und den sicherheitstechnischen Aufstellbedingungen dieser Anlagen liegt.

Konkrete Anwendungsbeispiele

Am Standort Wien Simmering wurde im April dieses Jahres eine Elektrolyseanlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff mit einer Kapazität von 1.300 kg pro Tag in Betrieb genommen. Ein Teil wird über eine direkt daneben errichtete H₂-Tankstelle abgegeben. Für die Errichtung sowohl von Elektrolyse- als auch von Betankungsanlagen für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge gibt es ÖVGW-Richtlinien, in deren Bestimmungen auch die Ergebnisse des Forschungsprogramms eingeflossen sind.

Um das vorhandene Biomethan-Potenzial nutzen zu können, wurden im Rahmen der Forschungsinitiative u.a. Projekte zur wirtschaftlichen Einbindung von Biogasanlagen, zur Aufbereitung von Rohbiogas sowie zur Einspeisung des erzeugten Biomethans durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden aktuell in die Konzeption der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in bestehenden Biogasanlagen einbezogen.

Seit 2024 muss bei der Abrechnung des Gasverbrauchs der tatsächliche Brennwert des Gases zugrunde gelegt werden. Unter Brennwert versteht man die Wärmemenge, die bei der Verbrennung von einem Kubikmeter Gas unter genau definierten Bedingungen entsteht. Hintergrund dieser Regelung ist, dass künftig durch die Einspeisung von erneuerbaren Gasen der Brennwert schwanken wird und der Kunde nur das bezahlen soll, was tatsächlich geliefert wird. Die ÖVGW hat sich in ihrem Forschungsprogramm mit kostengünstigeren Alternativen zu Gaschromatographen für die Brennwertbestimmung von Gasen beschäftigt. Die Ergebnisse dieses Forschungsprojektes werden von den Gasnetzbetreibern bzw. den mit der Brennwertbestimmung beauftragten Dienstleistern umgesetzt.

Kommunikation

Die Vermittlung und Verbreitung von Forschungsaktivitäten sowie der relevanten Ergebnisse ist eine wesentli-

che Aufgabe der ÖVGW – ganz besonders, wenn wie im Fall von Grünem Gas laufend Neuland beschriftet wird. Interessenvertretungen und Politik müssen über die neuesten Entwicklungen informiert werden, denn sie sollen – letztere ganz direkt – für die geeigneten Rahmenbedingungen sorgen; weiters die Unternehmen, die unter diesen Rahmenbedingungen und mit den erzielten Forschungsergebnissen für eine erfolgreiche „grüne“ Wende arbeiten möchten; und nicht zuletzt die Öffentlichkeit, die ein Recht darauf hat, mehr über ihre Energie-Zukunft zu erfahren und sich eine informierte Meinung dazu zu bilden.

Information über viele Kanäle

Zu diesem Zweck bedient sich die ÖVGW einer breiten Palette von Kommunikationsmitteln: Der jährlich publizierte Forschungsbericht legt Rechenschaft über den Einsatz der Budgetmittel ab und dokumentiert den Forschungsfortschritt. Ebenso begleitet *FORUM Gas Wasser Wärme* die Grün-Gas-Initiative seit ihrem Start mit kontinuierlicher Berichterstattung über die Forschungsaktivitäten und stellt seit Beginn dieses Jahres in jedem Heft in der neuen Reihe „ÖVGW-Forschungsprojekte Grünes Gas“ eine ausgewählte Studie vor.

Die Verbandszeitschrift und weitere klassische Printmedien (wie Informationsbroschüren, Factsheets oder Einschaltungen in Zeitungen) sowie Presseaussendungen, Pressekonferenzen und Veranstaltungen – teilweise in Kooperation mit dem Fachverband Gas Wärme – bilden die solide Grundlage. Ebenso dazu gehören auch Argumentarien wie der 2023 in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsunternehmen erarbeitete Foliensatz „Was kann Grünes Gas?“. Die 20 Info-Folien sollen Stakeholdern mit kompakter Information dabei unterstützen, die Standpunkte der Gaswirtschaft einheitlich darzustellen. Natürlich geht es auch hier um die Gegenüberstellung von Herausforderungen der Energiewende und die Beiträge zur Problemlösung, die erneuerbare Gase dazu leisten können. Nicht zu vergessen: die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen, unter denen sie dazu imstande sind oder hoffentlich sein werden.

Informationskampagnen ohne Nutzung von Internet und Sozialen Medien sind im 21. Jahrhundert nicht mehr vorstellbar. Perfekt zum Thema passend, hat die ÖVGW nicht nur eine Website, sondern auf dieser auch ein interaktives Grafik-Tool eingerichtet, mit Hilfe dessen sich auf Knopfdruck aktuelle Informationen zu den laufenden Forschungsprojekten der Vereinigung ab-

**Öffentlichkeitsarbeit
Grünes Gas**

Jährliche Dokumentation des Forschungsfortschritts, Informationsbroschüren sowie Online- und Social Media-Kampagnen zum Thema erneuerbare Gase



rufen lassen. Auf ovgw.at finden sich darüber hinaus auch viele Downloads des relevanten Info-Materials sowie Links zu den thematischen „Schwesterseiten“ – so z.B. zu der österreichischen Webplattform für umweltfreundliche Gas-Mobilität (gasauto.at) mit allen Infos rund um gasbetriebene Pkw, Autobusse und Lkw samt dem nützlichen Tankstellenfinder für CNG, LNG und Wasserstoff.

Dachmarke „Zukunft Grünes Gas“

Gemeinsam mit dem Fachverband Gas Wärme etablierte die ÖVGW im Herbst 2020 die neue Dachmarke „Zukunft Grünes Gas“, mit der wiederum vor allem auf digitalen Ausspielkanälen über die – man ahnt es bereits – Zukunft mit Grünem Gas und aktuelle Entwicklungen auf diesem Gebiet informiert wird. Dazu gehören:

- die Website gruenes-gas.at
- auf Facebook: facebook.com/zukunft.gruenes.gas/
- linkedin.com/company/zukunft-gruenes-gas/
- die Instagram-Seite instagram.com/gruenesgas/
- der Kanal youtube.com/@zukunftgruenesgas

Letzterer enthält unter anderem Erklärvideos zu Fragen rund um Grünes Gas, zum Teil auch mit Unterstützung von prominenten Wissenschaftlern wie den Science Busters Martin Moder und Werner Gruber. Die bekannte ORF-Wetterexpertin und Klimatologin Christa Kummer besuchte die Anlage in Bruck an der Leitha, um die dortige Biomethan-Produktion zu begutachten. Resultate

davon waren diverse Video- und Bildposts für mehrere Kanäle im Web.

Da die Gasverbraucher und Stakeholder keine einheitliche Gruppierung sind, müssen sie kommunikativ an ganz unterschiedlichen Punkten „abgeholt“ werden. Auch Geschäftsführer Michael Mock weiß: „Plattformen wie Facebook, Instagram oder LinkedIn machen es möglich, für Gruppen und Personen, die wir sonst nicht erreicht hätten, Informationen zur sicheren Versorgung mit Gas bereitzustellen.“

Informationskampagnen

Auch klassische oder rein digitale Werbe- und Informationskampagnen sind geeignet, die Awareness für den Stellenwert und die Zukunft der Gasversorgung zu steigern. Ab Ende 2021/Anfang 2022 vermittelte die Aktion „Grünes Gas macht das!“ kurze einprägsame Botschaften österreichweit vor allem durch City-Lights (beleuchtete Werbeflächen im öffentlichen Raum) an verkehrsmäßig hoch frequentierten Orten, beispielsweise in der Rush Hour. Als weiteren Schwerpunkt konzentrierte man sich auf die digitale Welt der Online- und Sozialen Medien. Dort wurden Werbebanner geschaltet, ein Schwerpunkt im winterlichen Österreich war dabei die Botschaft, dass auch das Heizen mit Grünem Gas künftig klimaneutral möglich sein wird, ohne die Gasheizung wechseln zu müssen. Bekanntlich erhöhten die Ereignisse in der Ukraine kurz darauf die Awareness für die Gasversorgung weiter in hohem Maß.



**Öffentlichkeitsarbeit
Grünes Gas**

Website gruenes-gas.at
– Herzstück der Initiative ZUKUNFT GRÜNES GAS mit allen wichtigen Informationen zur Energiewende

Auch in der darauf folgenden Heizsaison setzte die Initiative „Zukunft Grünes Gas“ auf eine Darstellung der vielen Verwendungszwecke für Gas in Verbindung mit einer „grünen“ Zukunft. Auf Basis der im Herbst 2022 präsentierten FGW-Broschüre „Gemacht mit Gas“ wurde die Kampagnen-Botschaft (Grünes Gas hilft nicht nur der Umwelt, sondern auch dem Wirtschaftsstandort Österreich) vor allem in Videoclips auf Facebook, Instagram, LinkedIn und Youtube verbreitet. Aktuell läuft die Kampagne „Notwenige Maßnahmen“, die verstärkt politische Entscheidungsträger anspricht („Hallo Politik“) und konkrete Schritte fordert, um Grünes Gas als Schlüssellösung für die Energiezukunft zu etablieren.

Veranstaltungen

Unter den einschlägigen Veranstaltungen sticht der gemeinsam mit dem Fachverband Gas Wärme veranstaltete Zyklus „Zukunftsforum Grünes Gas“ heraus, eine jährliche Plattform für den Meinungsaustausch von Experten und die Präsentation innovativer Projekte und Lösungsansätze. 2024 fand es bereits zum sechsten Mal statt. Mit dem „Forum Wasserstoff“ hat die ÖVGW im letzten Jahr eine neue Veranstaltungsreihe ins Leben gerufen, um speziell über Wasserstoff-Projekte zu informieren. Heuer im November wird es erneut stattfinden.

Umfragen

Im Rahmen der von der ÖVGW in Auftrag gegebenen

jährlichen Umfrage zur Zufriedenheit der versorgten Kunden mit ihrem Gasnetzbetreiber werden seit Beginn der verstärkten Grün-Gas-Aktivitäten 2019 zusätzlich Wissensstand und Meinung zu erneuerbaren Gasen erhoben. Freilich ist hier noch Luft nach oben, 58 % finden sich noch (zu) wenig informiert. Doch der Trend geht in die richtige Richtung, immer mehr Kunden wissen, dass sich Grünes Gas bereits im Netz befindet: ihr Anteil stieg von 25 % (2020) auf mittlerweile 49 % (2023). Und immerhin 14 % geben an, selbst schon Grünes Gas im Haushalt zu verwenden, ein Anstieg um 5 %. Als (2023 erstmals abgefragte) Gründe dafür, warum noch kein Grünes Gas verwendet wird, nennt die Mehrzahl mangelnde Information über das Angebot oder die nicht vorhandene eigene Wahlmöglichkeit. Überraschenderweise stört nur eine kleine Minderheit (10 %) der etwas höhere Preis, denn für das Gros der Befragten spielen vor allem Umweltfreundlichkeit und Klimaschutz, die Produktion in Österreich und die Unabhängigkeit vom Ausland eine größere Rolle.

Diese Mut machenden Ergebnisse können unter anderem auch als gutes Argument gegenüber den politischen Entscheidungsträgern dienen, wie einst bei Ökostrom einen geeigneten Rechtsrahmen für Wasserstoff und Biomethan zu schaffen, um langfristige Investitionen zu sichern und möglichst rasch die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz zu erhöhen. Für die ÖVGW selbst können die Ergebnisse Ansporn sein, die Schlagzahl bei Forschung und Information beziehungsweise Kommunikation weiterhin hoch zu halten. ◀



DI (FH) Manfred Pachernegg

ist Geschäftsführer der Energienetze Steiermark und leitet in der ÖVGW den Forschungsbeirat Gas und damit die Forschungsaktivitäten zur Transformation des Gassystems in Richtung erneuerbarer Gase, insbesondere zur weiteren Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff, synthetisches und biogenes Methan.

Fokus Gasnetz

„Infrastrukturbetreiber sind auch für die Standortattraktivität maßgeblich!“

Gasnetze sind die „Enabler“ der Energiewende. Das Forschungsprogramm „Grünes Gas“ schafft die technischen Grundlagen, um künftig Industrie und Endverbraucher zuverlässig und sicher mit Wasserstoff und erneuerbaren Gasen zu versorgen.

FORUM GWW: Herr Pachernegg, das Forschungsprogramm Grünes Gas läuft seit fünf Jahren. Welches sind die wichtigsten Ergebnisse?

Pachernegg: Als österreichische Gaswirtschaft haben wir das Forschungsprogramm mit der Absicht gestartet, den Transformationsprozess, der mit Energiewende einhergeht, technisch und wissenschaftlich mitzugestalten. Das war erfolgreich. Zum einen ist es uns gelungen, das in der ÖVGW vorhandene Expertenwissen mit jenem unserer wissenschaftlichen Forschungspartner sehr gut zu verknüpfen und wir haben mittlerweile auch in allen fachspezifischen Instituten bzw. Universitäten Ansprechpartner, die uns auch in dieser gesamten Energiewende sehr gut begleiten. Eine wesentliche Erkenntnis aus den ersten fünf Jahren des Forschungsprogramms ist, dass die Netze und damit auch die Gasnetze die Enabler sind; ohne die

Gasnetze ist eine Energiewende nicht machbar und das ist ein entscheidender Punkt.

Welche Auswirkung hat diese Erkenntnis für die zukünftige Ausrichtung des Forschungsprogramms Grünes Gas?

Jetzt geht es darum, das Gasnetz und unsere gesamte Gasinfrastruktur für diese Energiewende fit zu machen. Mit all unseren Forschungsaktivitäten wollen wir die Grundlagen dafür schaffen. Die Ergebnisse ermöglichen es der ÖVGW, unser gemeinsames technisches Regelwerk für Wasserstoffanwendungen und Grüne Gase aufzubauen und zu erweitern. Denn alle unsere Kunden, die Haushalte, das Gewerbe, die Großkunden aus der Industrie und letztlich auch die Stromerzeuger, vertrauen zu Recht auf die hohe Zuverlässigkeit unseres Systems, das wir für Erdgas aufgebaut haben. Unsere Aufgabe ist es nun, den Transformationsprozess

mationsprozess von fossilen hin zu erneuerbaren / Grünen Gasen so zu gestalten, dass die Systemzuverlässigkeit auch in Zukunft gewährleistet ist.

Lässt sich jetzt schon das Resümee ziehen, dass unsere Netze, unsere gesamte Gasinfrastruktur weitgehend bereit sind für die Transformation?

Wir wissen, dass unsere Leitungen, die ja sozusagen die Basis der Energiewende sind, auch für den Transport von Wasserstoff gut geeignet sind. Wir haben ja 2021 mit der Herausgabe der ÖVGW-Richtlinie G B210 einen wichtigen Schritt gemacht, als der maximal zulässige H₂-Anteil im Gasnetz von 4 % auf 10 % erhöht wurde. In Zukunft wird es zumindest zwei Arten von Netzen geben: ein reines Wasserstoffnetz und ein Methanetz, über das in zunehmendem Maße erneuerbare Gase wie Biomethan, synthetisches Methan und auch zu einem gewissen Anteil beige-mischer Wasserstoff zum Kunden gelangen.

Sind da noch technische Anpassungen notwendig?

Ich gehe davon aus, dass es in den nächsten Jahren möglich sein wird, den Wasserstoffanteil im Gasnetz auf 20 % zu erhöhen. Die Ergebnisse des „Kompendiums Wasserstoff in Gasverteilnetzen“ zeigen, dass der überwiegende Teil der Gasgeräte, vor allem aber die Gasinfrastruktur auch für diesen 20 %-Anteil ohne wesentliche Änderungen geeignet ist. Wir wissen auch bereits, dass unsere Leitungsinfrastruktur für ein dediziertes – also reines – Wasserstoffnetz gut geeignet ist. Das ist wichtig für uns in Österreich, aber auch für den Aufbau einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur. Jetzt schauen wir uns genauer an, welche Komponenten, wie Rohrbögen, Kompressoren und Messgeräte, wir noch austauschen müssen und mit welchen Methoden wir die alten Erdgasleitungen, die ja zum Teil seit Jahrzehnten im Betrieb sind, reinigen müssen, damit wir den Wasserstoff in der erforderlichen Qualität zu den Kundinnen und Kunden bringen können. Um diese Fragen zu klären, führen wir derzeit Forschungsprojekte durch. Dabei geht es zum Beispiel um Verfahrensentwicklungen zur Qualitätssicherung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung für Brennstoffzellenanwendungen oder um die Frage, wie Wasserstoff möglichst „technisch dicht“ in PE-Rohren transportiert werden kann.

Im Versorgungsgebiet der Energienetze Steiermark gibt es große Industriebetriebe. Werden dort bereits Vorberei-

tungen getroffen, um Produktionsprozesse auf Wasserstoff umzustellen?

Die Großkunden werden sehr schnell eine Wasserstoffinfrastruktur brauchen, aber sie werden – zumindest für eine gewisse Zeit – auch eine Mischgasinfrastruktur benötigen, weil natürlich dieser Transformationsprozess nicht mit einem Stichtag erfolgen kann, sondern die Umstellung auf Wasserstoff nur sukzessive möglich ist. Bestimmte Prozesse, wie z.B. spezifische metallurgische Wärmebehandlungen, werden weiterhin mit – allerdings erneuerbarem – Methan betrieben werden. Für andere Prozesse wird reiner grüner Wasserstoff als Produktgas eingesetzt. Die Industrie und unsere Großkunden beschäftigen sich sehr intensiv mit der Dekarbonisierung. Das ist ein ganz entscheidender Prozess, das ist letztendlich auch eine Standortfrage. Wir sind als Infrastrukturbetreiber auch immer maßgeblich für die Standortattraktivität mitverantwortlich und deswegen gibt es einen sehr intensiven Austausch mit der Industrie.

Ein Schwerpunkt des Forschungsprogramms ist die Einspeisung und Erzeugung von Biomethan und Synthetischem Methan. Welche Themen wird man da künftig im Forschungsprogramm behandeln?

Die Erzeugung von Biogas in Fermentern und die Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan sind mittlerweile etablierte Technologien. Auch damit haben wir uns im Rahmen des Forschungsprogramms beschäftigt und z.B. herausgefunden, dass Membranverfahren die vielversprechendste Aufbereitungstechnologie für kleinere Anlagen sind. Zukünftig werden wir uns mit Forschungsprojekten auf die Nutzung von holzbasierten Rohstoffen, die nicht für die Vergärung geeignet sind, für die Produktion von erneuerbaren Gasen konzentrieren. Wir schauen uns derzeit die Rohstoffkette an, also welche Stoffe in welchen Mengen zur Verfügung stehen, und untersuchen auch, welche Stoffe durch thermische Prozesse für die Gaserzeugung genutzt werden können. Wir als ÖVGW erfüllen unseren Auftrag und schaffen die technischen Voraussetzungen für den Umbau der Gasversorgung. Davon konnten wir auch die Politik und die Regulierungsbehörde überzeugen. Das Innovationsbudget, das uns für die nächsten Jahre zur Verfügung steht und von der ÖVGW verwaltet wird, ist ein Beweis dafür, dass wir gute Arbeit geleistet haben und dass die ÖVGW die richtige Plattform für die Koordination der Forschungsaktivitäten ist.

FORSCHUNGSFELD

ERZEUGUNG



Für die Produktion Grüner Gase kommen einige zentrale Technologien zum Einsatz – mit zahlreichen, teilweise noch zu erforschenden Varianten: Die traditionelle Biogas-Erzeugung vergärt feuchte Reststoffe (Pflanzen, Gülle, Klärschlamm) zu einem Rohgas, das zu Biomethan veredelt werden kann. Holzgas/Bio-SNG entsteht im Wesentlichen aus Erhitzung trockener Holzreste. Als Variante lässt sich mit pyrolytischen Verfahren auch feuchteres Material verwerten. Anteile von Wasserstoff entstehen zwar auch bei den genannten Biogas-Verfahren, reiner Grüner Wasserstoff ist aber vor allem durch die Aufspaltung von Wasser mit Ökostrom zu gewinnen.

Die Biogas-Erzeugung ist lange Zeit erprobt und im Prinzip auch skalierbar, also in großem Maßstab anwendbar. Holzgas und Wasserstoff haben gleichfalls gewaltiges Potenzial. Ersteres besonders in einem walddreichen Land wie Österreich mit entsprechender Forstwirtschaft, während letzterer am Absprung zu einer globalen Rolle in der Energiewende steht. Immerhin verbrennt er vollkommen emissions- und feinstaubfrei. Doch wie ist das Potenzial zu heben?

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Grids*

In Zusammenarbeit mit der Montanuniversität Leoben erarbeitete man eine „Standardisierte Biogasaufbereitung und Methanisierung“, mit der entweder Rohbiogas oder alternativ das daraus gewonnene CO₂ in ein einspesefähiges Gas umgewandelt werden soll. Das Projekt wurde 2020 abgeschlossen.

Im selben Jahr erforschte der Projektpartner BESTresearch Klärschlamm als Wasserstoffquelle für Grünes Gas aus Dampfgaserzeugung.

Ebenfalls 2020 analysierte BESTresearch die „Treibhausgasemissionen von Biomethan aus mikrobiologisch erzeugtem Biogas für unterschiedliche Substrate“. Ein Schwerpunkt war dabei der Vergleich der Emissionen mit jenen, wenn man die Reststoffe einfach verrotten lässt. Das Ergebnis: Biomethan bietet zusätzlich zur Erdgaseinsparung Vorteile gegenüber dem Kompostieren oder Einarbeiten ins Feld.

2021 erarbeitete die Johannes Kepler Universität Linz eine „Metastudie zur Produktion von klimaneutralen

Gasen“ als Zusammenfassung weltweiter Grün-Gas-Projekte, die für die österreichische Gasversorgung relevant werden könnten.

Ein nicht nur dem Namen nach großes Projekt ist „BIG Green Gas“, das seit 2022 läuft. Es untersucht mit den Partnern BEST und TU Wien die Möglichkeiten, das regionale Potenzial für klimaneutrale Gase zu heben – besonders mit biogenen holzbasierten Reststoffen. Das erste Projektjahr mit Fokus auf ein Synthesegas aus Rinde wurde erfolgreich abgeschlossen. Der Betrieb erwies sich als vergleichbar mit den bisher eingesetzten Hackschnitzeln. Nun soll die Gaserzeugung mittels Papierschlamm (Reststoff aus der Papierindustrie) untersucht werden – mit ebenfalls hohem Potenzial. *Siehe S. 43f.*

Die Partner BEST, Doka und Nawaro beschäftigen sich im ebenfalls noch (bis 2027) laufenden Projekt „SusBioEcon“ mit „ökonomisch und ökologisch optimalen Verwertungswegen von Holzbiomasse in einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft“. *Siehe S. 45f.*

Referenzprojekt GF 54 – Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas

Das Upgrade für Biogas

Derzeit wird in Österreich nur ein geringer Teil des erzeugten Biogases zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist: Im Jahr 2023 waren es 134 GWh. Der Großteil des Biogases wird weiterhin zu Strom umgewandelt. Die Erzeugung von Biomethan kann durch die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von Strom- und Wärmeerzeugung auf Gasaufbereitung und Netzeinspeisung erhöht werden. Dadurch wird zwar weniger Ökostrom produziert, doch der Gesamtwirkungsgrad und die Verfügbarkeit von „grüner Energie“ werden verbessert, insbesondere bei Anlagen ohne ganzjährige Wärmeabnahme.

Biogas entsteht durch die Vergärung von Biomasse, auch Substrat genannt, in einem Prozess, der als Biomethanisierung oder Fermentation bezeichnet wird. Dabei wird die Biomasse von Mikroorganismen wie Bakterien und Archaeen in Methan und Kohlendioxid umgewandelt. Das Rohbiogas, das dabei entsteht, enthält etwa 60 % Methan und 40 % Kohlendioxid sowie Spurengase. Es ist in dieser Form noch nicht zur Einspeisung in das Gasnetz geeignet.

Vorbehandlung des Rohbiogases

Um das Rohbiogas aufbereiten zu können, muss es zuerst getrocknet und entschwefelt werden. Die Entwässerung erfolgt durch Abkühlung und Kondensatabscheidung; sie ist nötig, um Korrosion zu verhindern. Danach wird es von Schwefelwasserstoff befreit, der von Bakterien und Archaeen im mikrobiellen Prozess abgebaut wird. Die Entschwefelung ist oft biologisch, indem man Luft dem Fermenter zuführt. Das ist günstig

DAS PROJEKT

Anlass: *Aktuell werden in Österreich nur etwa 10 % des erzeugten Biogases als Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Durch Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Gasaufbereitung und Netzeinspeisung können der Gesamtwirkungsgrad und die Verfügbarkeit grüner Energie verbessert werden.*

Fragestellung: *Welche Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu einspeisefähigem Gas stellen für kleine Anlagen eine effiziente und wirtschaftliche Lösung dar?*

Ergebnis: *Die vielversprechendste Technologie für kleinere Anlagen sind Membranverfahren, da sie geringere Kosten, flexible Anlagengestaltung und keine zusätzlichen Betriebsmittel oder Chemikalien benötigen.*

und effektiv. Es gibt aber auch chemisch-physikalische Verfahren, um den H₂S-Gehalt zu senken und die Gasqualität zu verbessern.

Diese Vorbehandlung schützt nachfolgende Anlagenkomponenten und ermöglicht eine effiziente Gasaufbereitung. Bei diesen Prozessen entstehen auch schwach methanhaltige Gase, die weiterbehandelt werden müssen. Um das Biogas dann ins Netz einspeisen zu können, müssen der Brennwert, die relative Dichte und der Wobbe-Index an die Vorgaben der ÖVGW-Richtlinie G B210 angepasst werden. Außerdem müssen störende Begleitstoffe entfernt werden.

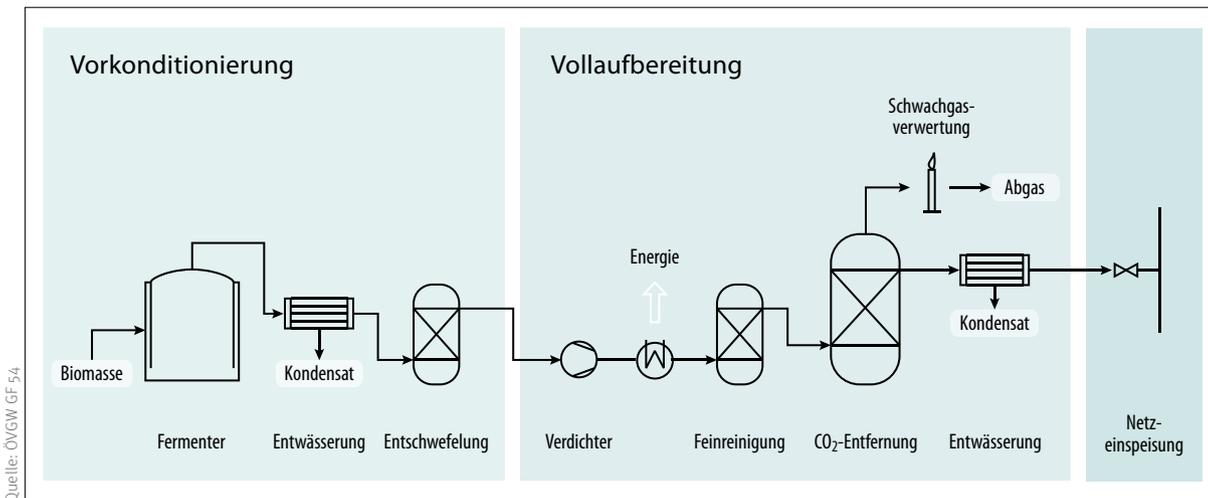
PROJEKT: Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas

FORSCHUNGSaufTRAG: Analyse bestehender Methoden und Ermittlung von Optimierungspotenzialen bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu einspeisefähigem Biomethan, Erarbeitung eines flächendeckend einsetzbaren Standard-Konzeptes bzw. Erstellung eines Kriterienkatalogs zur Auswahl sinnvoller Aufbereitungsverfahren in Abhängigkeit des Standorts

PROJEKTPARTNER: Montanuniversität Leoben – Department für Umwelt- und Energieverfahrenstechnik (Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Markus Lehner, Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Markus Ellersdorfer); TU Wien – Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Michael Harasek)

LAUFZEIT: 2019

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 54



Allgemeines Fließschema einer Aufbereitungskette für Rohbiogas zur Produktion von Biomethan

Verfahren zur Aufbereitung

Für die eigentliche Aufbereitung von Biogas zu einspeisefähigem Biomethan stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, mit Hilfe derer sich oft mehrere unerwünschte Komponenten gleichzeitig entfernen lassen. Dazu zählen:

Physikalische Absorption – Druckwasserwäsche (DWW)

Das vorkonditionierte Biogas wird komprimiert und in einer Absorptionskolonne mit Wasser in Kontakt gebracht. Dabei löst sich CO_2 im Wasser, während methanreiches Biogas (Biomethan) abgezogen wird. Das CO_2 -beladene Wasser wird in einer Desorptionskolonne regeneriert, wobei das CO_2 ausgast und als Schwachgas entfernt wird. Der Methanschlupf – also jener Teil, der nicht für die Aufbereitung genutzt werden kann – liegt üblicherweise bei 2 %.

Chemische Absorption

Bei der chemischen Absorption werden Waschflüssigkeiten aus Wasser und Aminen wie MEA oder MDEA verwendet, die CO_2 chemisch binden. Der Prozess ähnelt der Druckwasserwäsche, aber zur Regeneration der Lösungsmittel sind hohe Temperaturen (120–180 °C) erforderlich. Aminwäschen haben den Vorteil, dass sie mehr CO_2 aufnehmen können und weniger Methan in den Schwachgasstrom austragen. Allerdings entstehen dabei auch giftige und korrosive Nebenprodukte, die eine spezielle Nachbehandlung erfordern.

Druckwechseladsorption (PSA)

Bei der Druckwechseladsorption (PSA) nutzt man das unterschiedliche Adsorptionsverhalten von Gaskomponenten an Feststoffen wie Aktivkohle oder Zeolith. Das komprimierte Biogas wird in den Adsorberbehälter geleitet, wo das CO_2 adsorbiert wird. Nach der Beladung wird der Adsorber druckentlastet und regeneriert, wobei Schwachgas entsteht. Um Methanschlupf zu minimieren, wird das methanreiche Schwachgas zurückgeführt. PSA-Anlagen nutzen mehrere Adsorberbehälter im Parallelbetrieb für kontinuierliche Prozesse.

Gaspermeation

Bei der Gaspermeation/Membrantrennung werden CO_2 und Methan durch selektive Permeation von Membranen getrennt, die aus Polymeren wie Polysulfon oder Polyimid bestehen. Das komprimierte und vorkonditionierte Biogas wird durch die Membranen geleitet, wobei CO_2 und andere Gase durchgelassen werden, während Methan zurückgehalten wird. Moderne Anlagen liefern hohe Methanausbeuten bei geringem Energiebedarf. Diese Technologie ist flexibel und eignet sich für kleine bis mittelgroße Anlagen, wobei kein zusätzlicher Chemikalieneinsatz nötig ist.

Kryogenverfahren

Kryogenverfahren nutzen die unterschiedlichen Siedepunkte der Gaskomponenten zur Trennung. Das auf diese Weise produzierte Biomethan ist sehr rein (bis zu 99,5 %), aber die Betriebs- und Investitionskosten sind

hoch. Deshalb ist diese Methode weniger wirtschaftlich als andere.

Es zeigt sich also, dass jede Methode zur Biogasaufbereitung Vor- und Nachteile aufweist. Welche Technologie zum Einsatz kommt, hängt von verschiedenen Faktoren ab, zum Beispiel von der Größe der Anlage, der wirtschaftlichen Betrachtung, der geforderten Methanreinheit und den betrieblichen Anforderungen.

Fokus auf kleine und mittlere Anlagen

Die Studie befasst sich mit der Frage, wie bestehende Biogasanlagen von Verstromung auf Biomethanaufbereitung umgerüstet werden können und fokussierte sich dementsprechend auf Verfahren für kleine und mittlere Anlagen. Diese Anlagen erzeugen weniger als 250 Nm³ Rohbiogas pro Stunde und die Leistung der Stromerzeugungsanlagen beträgt weniger als 500 kW_{el}.

Wärmebedarf als Ausschließungsgrund

Für kleinere Anlagen wurden bestimmte Verfahren wie etwa die chemische Wäsche aufgrund ihres hohen Prozesswärmebedarfs als ungeeignet eingestuft, sie sind erst ab größeren Mengen (über 300 Nm³ Biomethan/h) wirtschaftlich. Wenn man die Verstromung ersetzt und die Abwärme eines Blockheizkraftwerks (BHKW) abschaltet, wird es schwierig, genug Wärme zu bekom-

men, denn auch der Fermenter muss bei 35 °C gehalten werden. In Österreich gibt es derzeit kaum Anlagen, die genug Wärme auf dem nötigen Temperaturniveau bekommen können – außer sie liegen nahe an großen Abwärmeproduzenten.

Drei geeignete Verfahren

In der Studie wurden drei Aufbereitungstechnologien für kleinere Anlagen untersucht, die von den Autoren als vielversprechend für die Biomethanaufbereitung in kleineren Biogasanlagen angesehen werden:

- **Druckwasserwäsche:** Ist relativ unempfindlich gegenüber Verunreinigungen und benötigt keine Prozesswärme. Ist gut skalierbar und teillastflexibel.
- **Druckwechseladsorption:** Ist flexibel und ermöglicht die Einspeisung in das Gasnetz ohne zusätzliche Wärmeanforderungen.
- **Membrantechnologie:** Ist sehr vielversprechend, auch wenn es noch nicht viele Anlagen gibt. Benötigt keine Chemikalien oder Lösungsmittel und ist skalierbar auf kleine Maßstäbe. Die Abscheideleistung und der Methanschluß können einfach an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden.

Alle drei Verfahren lassen sich gut in kleinere Maßstäbe skalieren, sind teillastflexibel, arbeiten auf Druckniveaus, die eine direkte Einspeisung in ein Gasnetz erlauben, und benötigen keine Prozesswärme für den Betrieb. Die Druckwasserwäsche ist zudem relativ unempfindlich gegenüber Verunreinigungen, weshalb im Gegensatz zur Druckwechseladsorption und zu den Membranverfahren keine so hohen Ansprüche an die Vorconditionierung gestellt werden müssen. Die Zahl der bisher installierten Membrananlagen ist noch relativ gering, aber die Technologie ist trotzdem vielversprechend. Sie braucht keine Chemikalien oder Lösungsmittel und kann sehr klein skaliert werden. Die Abscheideleistung und der Methanschluß hängen im Wesentlichen von der Prozessführung ab (einstufig, mehrstufig, Rezirkulierung etc.) und können einfach an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden.

Berechnung der Wirtschaftlichkeit

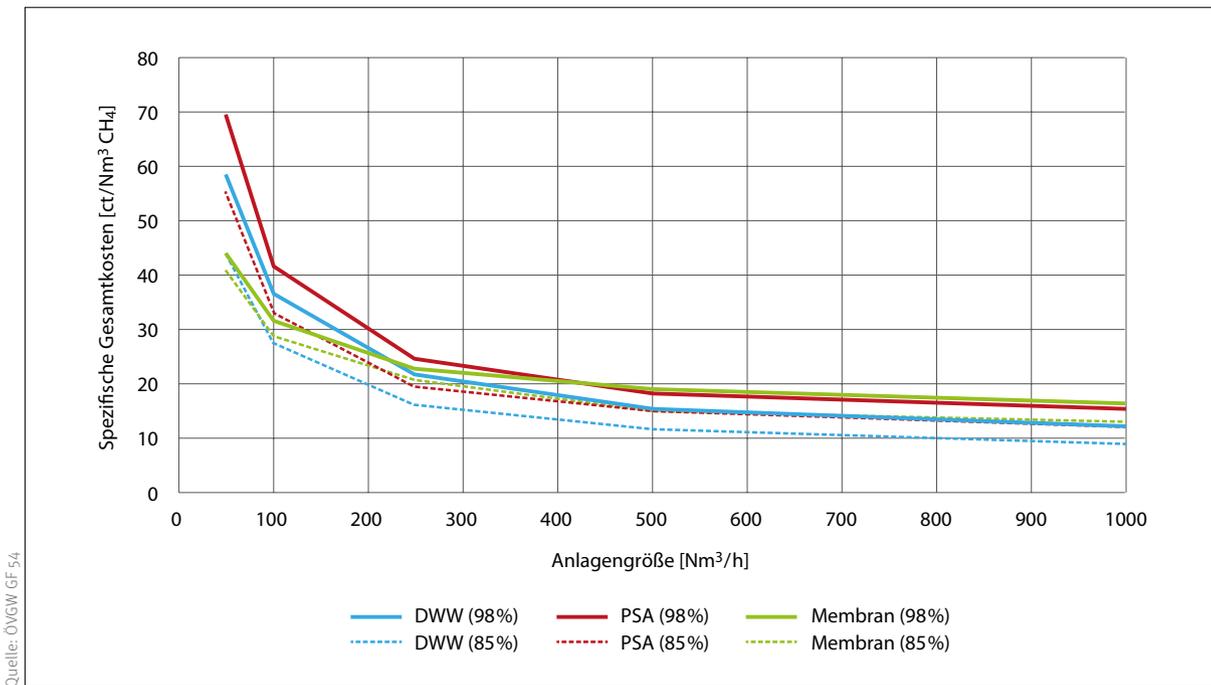
Zum Zeitpunkt der Studiererstellung war für die Netzeinspeisung ein Methangehalt von mindestens 96 % erforderlich (bzw. 97 %, wenn kein Wasserstoff oder andere brennbare Gase vorhanden sind, um einen ausreichenden Brennwert sicherzustellen). Um sicher ins



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Um die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz zukünftig sinnvoll erhöhen zu können, müssen wir Aufbereitungstechnologien nutzen, die vor allem auch für kleine und mittelgroße Biogasanlagen umsetzbar sind. In vielen Ländern außerhalb Österreichs und Europas kommen dazu vermehrt Membrantechnologien zum Einsatz, die sich auch in der vorliegenden Studie gegenüber den anderen betrachteten Technologien wie z.B. der Aminwäsche oder der Druckwechseladsorption als technisch und wirtschaftlich vorteilhaft für diese Anlagengrößen erwiesen haben.“

Markus Ellersdorfer
Montanuniversität Leoben



Quelle: ÖVGW GF 5/4

Spezifische Gesamtkosten für die Biogasaufbereitung mit unterschiedlichen Verfahren in Abhängigkeit der Anlagengröße und des Methangehalts im aufbereiteten Biogas, bezogen auf die produzierte Methanmenge

Bei einer Anlagengröße von 250 Nm³/h Rohbiogas liegen alle betrachteten Verfahren im Wesentlichen gleich auf. Bei kleineren Anlagen steigen die spezifischen Gesamtkosten aller Verfahren an, bei DWW und PSA allerdings in einem wesentlich höheren Ausmaß, wodurch Membranverfahren bei einer Anlagengröße < 200 Nm³/h die geringsten Kosten der drei Verfahren aufweisen.

Gasnetz einzuleiten, wird in weiterer Folge angenommen, dass ein einspeisefähiges Gas am Austritt der Vollaufbereitung einen Methananteil von 98 Vol.-% aufweisen muss. Dieser Methananteil im Produktgas wurde daher als Basisszenario für die weiteren Berechnungen angenommen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden fünf verschiedene Anlagengrößen (50, 100, 250, 500 und 1.000 Nm³ Rohbiogas/h) und vier Methangehalte im aufbereiteten Biogas (98, 95, 90 und 85 Vol.-%) durchgerechnet.

Die Gesamtkosten für die Produktion von Biomethan setzen sich ungefähr zu einem Drittel aus den Kosten für das Substrat, zu einem Drittel aus den Gesteungskosten (Anlageninvestition und -betrieb) und zu einem Drittel aus den Aufbereitungskosten zusammen. Anschluss- und Netzeinspeisungskosten sind ein weiterer Kostenblock, der die Wirtschaftlichkeit einer Anlage beeinflusst. Bei großen Anlagen (> 500 Nm³ Biomethan/h) machen die Anschluss- und Netzeinspeisungskosten nur etwa 2–3 % der Gesamtkosten aus. Bei kleineren

Anlagen können diese Anschlusskosten aber auch sehr hoch sein. Für einen Verdichter ist mit zusätzlichen Investitionskosten von 70.000 bis 300.000 Euro zu rechnen. Das ist ähnlich viel wie für eine Gasübergabestation, aber die Betriebskosten sind deutlich höher (15.000 bis 250.000 Euro pro Jahr). Das liegt hauptsächlich am hohen Strombedarf für den Verdichter/Hochdruckkompressor.

Vergleich der Aufbereitungskosten

In der Studie wurden hauptsächlich die Kosten für die Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan verglichen. Die Druckwasserwäsche (DWW) kostet etwa 20 ct/Nm³ CH₄ für eine Anlagengröße von 250 Nm³/h. Bei kleineren Anlagen steigen die Kosten auf etwa 45–60 ct/Nm³ (50 Nm³/h). Größere Anlagen haben leicht geringere Kosten (~10–15 ct/Nm³ CH₄). Die Produktreinheit hat großen Einfluss auf die Gesamtkosten, besonders bei kleinen Anlagen. Dadurch ließen sich die Kosten reduzieren. Allerdings ist die Druckwasserwäsche für kleinere Anlagen oft nicht wirtschaftlich.

Facts und wesentliche Erkenntnisse

In Österreich werden derzeit nur etwa 10 % des erzeugten Biogases als Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Durch die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von Verstromung auf Gasaufbereitung und Netzeinspeisung ließe sich die Menge erzeugten Biomethans erhöhen – das verbessert den Gesamtwirkungsgrad und die Verfügbarkeit grüner Energie.

Biogas entsteht durch Vergärung von Biomasse und enthält etwa 60 % Methan. Vor der Netzeinspeisung muss es entschwefelt, getrocknet und auf Gasnetzqualität gebracht werden. Diese Aufbereitung schützt Anlagenkomponenten und ermöglicht eine effiziente Gasaufbereitung, wobei das Biomethan den ÖVGW-Richtlinien entsprechen muss.

Ein Vergleich von geeigneten Aufbereitungstechnologien ergab, dass die Investitionskosten der Druckwechseladsorption (PSA) am höchsten sind, während Membranverfahren die niedrigsten Investitionskosten aufweisen. Reduzierte Anforderungen an die Produktreinheit senken die Kosten für PSA und Druckwasserwäsche (DWW), doch Membranverfahren bleiben insgesamt kostengünstiger. Bei den Betriebskosten liegen DWW und PSA bei größeren Anlagen unter den Kosten der Membranverfahren, bei kleineren Anlagen sind die Betriebskosten von Membrananlagen jedoch niedriger.

Membranverfahren sind die vielversprechendste Technologie für kleinere Anlagen (<250 kW_e), da sie geringere Kosten verursachen, flexible Anlagengestaltung erlauben und keine zusätzlichen Betriebsmittel oder Chemikalien benötigen. Sie bieten somit eine effiziente und wirtschaftliche Lösung zur Aufbereitung von Biogas zu einspeisefähigem Gas.

Die Betriebskosten der *Druckwechseladsorption (PSA)* bleiben fast immer konstant, egal wie groß die Anlage ist. Sie liegen zwischen 180.000 und 780.000 €/a. Die PSA kostet etwa 25 ct/Nm³ CH₄ bei einer Leistung von 250 Nm³ pro Stunde. Bei kleineren Anlagen steigen die Kosten auf über 70 ct/Nm³ CH₄. Größere Anlagen kosten etwa 12,5 ct/Nm³ CH₄.

Die Kosten für die *Membranaufbereitung* liegen zwischen 500.000 und 1.000.000 Euro, je nachdem, wie groß die Anlage und wie hoch der Methangehalt im Produktgas ist. Durch Verringerung des Methangehalts lassen sich etwa 10 % der Kosten einsparen. Die jährlichen Betriebskosten liegen zwischen 50.000 und 180.000 Euro. Je kleiner die Anlage, desto höher die Kosten. Die spezifischen Gesamtkosten der Membranaufbereitung betragen je nach Methangehalt im Produktgas 35–43 ct/Nm³.

Die Ergebnisse der Verfahrensanalyse zeigen, dass die Druckwechseladsorption die höchsten Investitionskosten verursacht, um die ÖVGW-Vorgaben zu erfüllen (98 % CH₄ im Produktgas). Im Vergleich zur Druckwasserwäsche kostet die Druckwechseladsorption mindestens 200.000 € mehr.

Membranverfahren sind von den drei ausgewählten Verfahren die günstigsten. Senkt man die Anforderungen an die Produktreinheit auf 85 % Methangehalt im aufbereiteten Biogas, so werden die Investitionskosten für die Druckwechseladsorption und die Druckwasserwäsche deutlich geringer (weil man weniger Druck braucht und weniger Waschwasser im Kreislauf hat). Die Kosten für die Druckwasserwäsche liegen dann in einem ähnlichen Bereich wie die für die Membranaufbereitung bei 98 % CH₄ im Produktgas. Auch wenn sich die Investitionskosten für Membrananlagen bei geringerer Produktreinheit nur geringfügig reduzieren, sind Membranverfahren im Vergleich zu DWW und PSA die günstigsten.

Bei den Betriebskosten liegen sowohl Druckwasserwäsche als auch Druckwechseladsorption bei größeren Anlagen deutlich niedriger als Membranverfahren. Aber bei Anlagen unter 125 Nm³ Rohbiogas/h sieht die Sache anders aus. Hier sind die Betriebskosten von Membrananlagen niedriger als die von DWW und PSA. DWW und PSA sind günstiger, weil sie weniger auf die Reinheit des Produkts achten müssen. Bei einer Anlage mit 100 Nm³/h liegen die Betriebskosten noch knapp unter denen einer Membrananlage, bei 50 Nm³/h sind sie fast gleichauf.

Fazit: Membranverfahren am besten geeignet

Die Studie kommt zu folgendem Schluss: Die Vorteile und die im Vergleich zu den anderen Verfahren geringeren Kosten sprechen dafür, dass Membranverfahren die vielversprechendste Technologie für ein Standard-Konzept zur Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas auch an kleineren Biogasanlagen (< 250 kW_e) sind. Sie sind günstiger als eine Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption, lassen sich flexibel anpassen und können lastflexibel betrieben werden. Außerdem brauchen sie keine zusätzlichen Betriebsmittel oder Chemikalien. ◀

Referenzprojekt (laufend) – BIG Green Gas

So wird Holzgas GROSS

Das mit dem Energy Globe Award ausgezeichnete Forschungsprojekt der ÖVGW untersucht die Erzeugung von synthetischem Gas aus Reststoffen.

Am Stadtrand von Wien, auf dem Gelände der EBS Simmering, steht die von Wien Energie 2022 im Rahmen ihres Projekts *Waste2Value* errichtete Forschungsanlage „Syngas Platform Wien“. Hier wird aus Reststoffen wie Holzabfällen, Klärschlamm und Rückständen aus der Papierindustrie mittels Zweibett-Wirbelschichtvergasung in einem thermischen Umwandlungsprozess Synthesegas erzeugt. Die ÖVGW nutzt die Anlage für ihre Forschungsinitiative und führt seit 2022 gemeinsam mit BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies das Projekt „BIG Green Gas“ durch. Ziel ist, neue Verwertungsmöglichkeiten für biogene Reststoffe zur Erzeugung erneuerbarer Gase zu erforschen und damit einen Beitrag dazu zu leisten, regionales Potenzial an klimaneutralen Gasen für eine zukünftige Nutzung zu erschließen.

Experimentelle Daten aus „Waste2Value“

Zur Quantifizierung des Potenzials für die Erzeugung erneuerbarer Gase in Österreich wurde zunächst die regionale Verfügbarkeit von geeigneten biogenen Reststoffen erhoben. Ausgewählte Stoffe werden in der 1 MW Gaserzeugungsanlage „Syngas Platform Wien“ auf ihre Eignung getestet, das gewonnene Produktgas kann in weiterer Folge für die Produktion von SNG oder Wasserstoff getestet werden. Im Produktgas werden die enthaltenen Verunreinigungen (Teere, Schwefel- und Chlorverbindungen etc.) gemessen und die zur Aufreinigung nötigen Schritte ermittelt.

Auf Basis dieser experimentellen Daten können die Kosten der Produktionsketten abgeschätzt, eine Öko-

DAS PROJEKT

Anlass: Im Zuge der Umstellung des Energiesystems können auch biogene Reststoffe, die in großer Menge anfallen, aktuell jedoch keiner Nutzung zugeführt werden, an Bedeutung gewinnen.

Forschungsauftrag: Quantifizierung des Potenzials für klimaneutrale Gase in Österreich durch Erhebung der Verfügbarkeit biogener Reststoffe und praktische Tests auf Eignung für die Produktion von SNG und Wasserstoff

Ergebnis: Das Potenzial der ausgewählten Biomasse-Sortimente beläuft sich auf rd. 3,5 Mio. t Trockenmasse bzw. 12 TWh CH₄ pro Jahr. Die Gaserzeugung aus Rinde konnte erfolgreich durchgeführt werden, derzeit laufen Vorbereitungen für einen Gaserzeugungsbetrieb mit Papierschlamm (Abfallprodukt der Papierindustrie). Rinde und Papierschlamm weisen das höchste Biomassepotenzial für die Erzeugung von SNG auf.



Syngas Platform Wien
– 1 MW Gaserzeuger

Wien Energie

PROJEKT: BIG Green Gas

FORSCHUNGSaufTRAG: Produktion von synthetischem Erdgas und grünem Wasserstoff über die Gaserzeugung aus biogenen Reststoffen, um das regionale Potenzial für klimaneutrale Gase in Österreich zu heben.

PROJEKTPARTNER: BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH (Dr. Katharina Fürsätz); TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften (Dipl.-Ing. Dr.techn. Florian Benedikt)

LAUFZEIT: 2022–2024

STATUS: Projektjahr 1 abgeschlossen; in Bearbeitung





EIN WORT ZUM PROJEKT

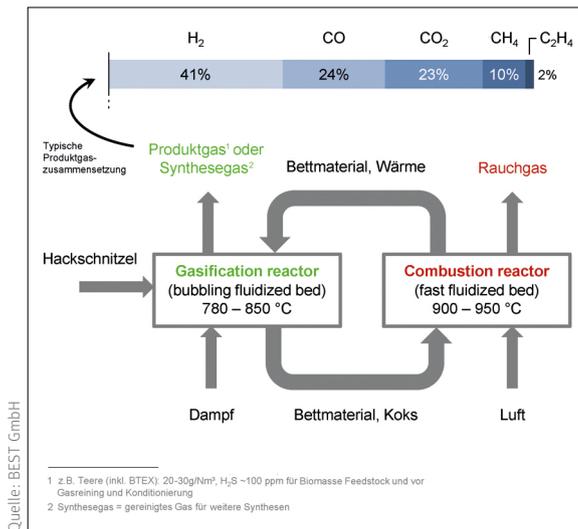
„Das Projekt BIG Green Gas ist ein wichtiger Schritt in Richtung einer nachhaltigen Gesellschaft und Industrie.

Durch die Substitution fossilen Erdgases durch eine regionale und grüne Alternative kann der Wirtschaftsstandort Österreich nachhaltig gestärkt werden. Hierbei ist die Erzeugung von synthetischem Erdgas besonders attraktiv, da sich dieses chemisch nicht von fossilem Erdgas unterscheiden lässt. Für die Anwenderinnen und Anwender ist somit eine Umstellung auf grüne Gase ohne Änderungen ihrer Versorgungs- und Endnutzungstechnologien möglich.“

Katharina Fürsatz, COMET-Zentrum BEST

bilanz erstellt und Empfehlungen für Anpassungen der bestehenden ÖVGW-Richtlinien (z.B. biogastaugliche Grenzwerte für Verunreinigungen) gegeben werden. Weiters dienen die gewonnenen Erkenntnisse als Datengrundlage für eine zukünftige ÖVGW-Richtlinie zur Aufbereitung von synthetischem Methan (Bio-SNG) und Wasserstoff aus der thermochemischen Gaserzeugung von biologischen Reststoffen.

DFB-Technologie



Das technische Potenzial der betrachteten Biomasesortimente beläuft sich auf ca. 3,5 Mio. Tonnen Trockensubstanz bzw. 12 TWh CH₄ (Methan) pro Jahr. Die holzbasierten Sortimente haben dabei einen Anteil von knapp 55 % am berechneten Methanertrag. Auf Basis der ermittelten Biomassepotenziale wurde Rinde als erster Brennstoff für eine Demonstration ausgewählt. Die Gaserzeugung mit Rinde konnte erfolgreich durchgeführt werden, der Betrieb war vergleichbar mit den bisher eingesetzten Hackschnitzeln. Simulationen eines optimierten Betriebs im 1 MW-Demonstrationsmaßstab ergaben einen Kaltgaswirkungsgrad von 68 % vom Brennstoff zum Produktgas ohne Einsatz fossiler Zusatzbrennstoffe. In der getesteten Feingasreinigung konnten auch Teerverunreinigungen entfernt werden, was die weitere Nutzung des Produktgases zur Erzeugung von SNG und H₂ ermöglicht.

Aktuelle Forschungstätigkeit

Die im ersten Projektjahr gewonnenen Daten bilden die Grundlage für die derzeitige Forschungstätigkeit, bei der die Produktion von SNG und H₂ im Vordergrund steht. Das gereinigte Produktgas wird zur Synthese von Methan (Bio-SNG) und zur Aufwertung zu Wasserstoff verwendet. Anhand der erzielten Zusammensetzung, der auftretenden Verunreinigungen und der Effizienz der Prozesse kann aufgezeigt werden, in welchen Bereichen welche Potenziale für größere Verwertungsanlagen der jeweiligen Reststoffe zu Grünem Gas bestehen. Die Prozessketten werden demonstriert und die gewonnenen Ergebnisse fließen in Kosten- und Lebenszyklusanalysen (LCA) ein, wodurch das Potenzial der Gaserzeugung mit anschließender Synthese für das österreichische Gasnetz aufgezeigt werden kann.

In einem weiteren Schritt des Projekts soll eine Berechnung in Anlehnung an die Vorgehensweise und Erfordernisse der Ökobilanzierung nach ISO 14040 erfolgen. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Erhebung der potenziellen Umweltauswirkungen und im weiteren Verlauf des Projekts die Erstellung einer Empfehlung für eine ÖVGW-Nachhaltigkeitsrichtlinie für Grünes Gas.

Das Forschungsprojekt „BIG Green Gas“ wurde im November 2023 mit dem renommierten Umweltpreis „Energy Globe Award“ ausgezeichnet. ◀

Referenzprojekt (laufend) – SusBioEcon

Holz in einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft*Auf der Suche nach ökonomisch und ökologisch optimalen Verwertungswegen von Holzbiomasse*

Im Vorläuferprojekt „BioEcon – Innovative wood-based value chains“ (2019–2021) wurde das österreichische Holzbiomassepotenzial dargestellt und evaluiert. Dabei untersuchte man das Aufkommen, die Produktion und die Verfügbarkeit von Holzbiomasse – auch mit Berücksichtigung der Handelsströme mit Import- und Exportländern. Die Marktverfügbarkeit ergibt sich somit aus dem heimischen Aufkommen zuzüglich der Importe.

Der methodische Ansatz verfolgt die Bewertung relevanter Holzbiomasse-Wertschöpfungskreisläufe (z.B. BioSNG-Produktion, Strom- und Wärmeerzeugung etc.) mithilfe des im Rahmen des Projekts entwickelten „Wood-Value-Tools“. Basierend auf den aktuellen Biomasseverfügbarkeiten und Preisen sowie Szenarien für die Zukunft können die Kosten und die Effizienz der betrachteten Holzbiomasseketten ganzheitlich evaluiert werden. Zusätzlich wird das Wood-Value-Tool um Nachhaltigkeitsindikatoren erweitert, um optimierte Nutzungsstrategien für Holzbiomasse unter Berücksichtigung der ökonomischen und ökologischen Kriterien zu identifizieren.

Wichtige Datenquellen stellen die Österreichische Waldinventur (ÖWI), die Holzeinschlagsmeldung sowie die Statistik Austria dar. Zudem wird die aktuelle Baumartenverteilung der zukünftigen Eignung der einzelnen Baumarten unter dem Aspekt des Klimawandels gegenübergestellt. Die derzeitige Baumartenverteilung ist der ÖWI entnommen und auf Forstbezirksebene abgebildet, die zukünftige Eignung der Baumarten entstammt der Baumartenampel des BFW. Des Weiteren werden historische Preisentwicklungen der relevanten Holzbiomassesortimente dargestellt und Preiskointegrationen berechnet.

DAS PROJEKT

Anlass: Im Zuge der Umstellung des Energiesystems wird auch die Idee einer Bioökonomie forciert. Ihr Erfolg ist von der technologischen Weiterentwicklung, der Kosteneffizienz und der Verfügbarkeit nachhaltig gewonnener Biomasse abhängig.

Forschungsauftrag: Identifizierung und Bewertung der Herausforderungen und Chancen für verschiedene Wertschöpfungsketten des holzbasierten Sektors und Ermittlung ökonomisch und ökologisch optimaler Verwertungswege von Holzbiomasse in einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft.

Ergebnis: Für Österreich wurde ein Holzbiomassepotenzial von über 1 Mrd. m³ für die BioSNG-Erzeugung ermittelt. Nach wie vor wird weniger Holz genutzt, als im gleichen Zeitraum nachwächst, allerdings wird der Klimawandel Änderungen in der Baumarten-Zusammensetzung bringen.

Große Holzvorräte verfügbar

Der Holzvorrat ist über die Zeit angestiegen und liegt derzeit bei rd. 1,2 Milliarden Vfm (Vorratsfestmeter). Über die Jahrzehnte zeichnet sich der Trend zu gesteigerter Holznutzung und eines seit 2000 leicht verringerten Zuwachses ab. Dennoch wird nach wie vor weniger Holz genutzt, als im gleichen Zeitraum nachwächst. Mehr als 80 % des genutzten Holzes sind Nadelholz. Während fast ausschließlich Nadelholz in die stoffliche Nutzung fließt, verteilt sich der Einschlag für die energetische Nutzung auf ca. 60 % Nadelholz und 40 %

PROJEKT: SusBioEcon

FORSCHUNGSauftrag: Ökonomisch und ökologisch optimale Verwertungswegen von Holzbiomasse in einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft anhand ausgewählter Indikatoren

PROJEKTPARTNER: BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH (Dr. Dißbauer); Doka Österreich GmbH (DI Zeppetzauer); Nawaro Energie Betrieb GmbH (Schreiber MA)

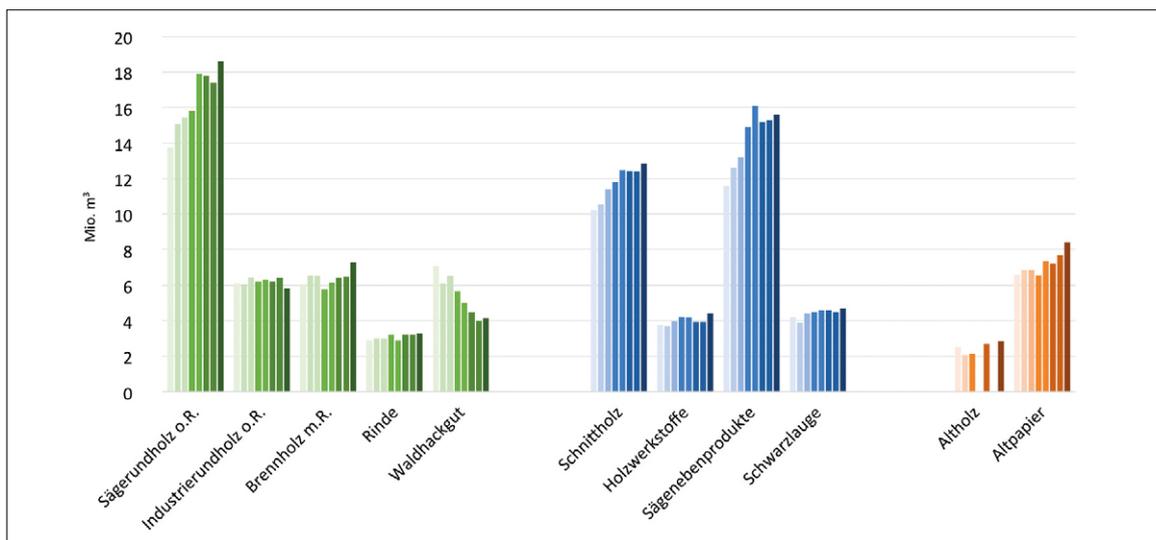
LAUFZEIT: 2023–2027

STATUS: Projektjahr 1 abgeschlossen; in Bearbeitung



**Marktverfügbarkeit
(heimische Produktion
und Importe) der ver-
schiedenen Sortimente
von 2014–2021**

Grün: Roh- bzw. Ener-
gieholz
Blau: Nebenprodukte
Orange: Recycelte Pro-
dukte



Quelle: BEST GmbH

Laubholz. Österreich ist Netto-Importeur von Rundholz sowie Netto-Exporteur von Schnittholz und Holzprodukten. Die wichtigsten Handelsländer sind Italien, Tschechien, Deutschland, Ungarn und Slowenien.

Klimawandelbedingte Änderungen bei Baumarten

Der Klimawandel wird Änderungen in den europäischen Wäldern mit sich bringen. Einerseits beim Baum-

wachstum, andererseits durch ein erhöhtes Risiko von Kalamitäten wie Windwurf/-bruch oder Borkenkäferbefall. Darüber hinaus sind – abhängig u.a. von klimatischen Zonen und Höhenstufen – Änderungen in der Zusammensetzung der Baumarten zu erwarten. Generelle Trends sind jedoch verschlechterte Verhältnisse für Fichte (häufigste Baumart in Österreich) und Kiefer. Im Gegensatz dazu wird die Eiche tendenziell vom Klimawandel profitieren bzw. resistenter gegenüber Veränderungen sein. Forstbezirke, die wahrscheinlich besonders von Änderungen in der Baumartenzusammensetzung betroffen sein werden, sind Amstetten, Braunau am Inn, Deutschlandsberg, Gmunden, Hartberg-Fürstfeld, Horn, Kirchdorf an der Krems, Melk, Neunkirchen, Scheibbs, Steyr, Vöcklabruck, Waidhofen an der Thaya, Weiz sowie das gesamte Burgenland.



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Wir freuen uns über die Möglichkeit, gemeinsam mit der ÖVGW an nachhaltigen Grün-Gas-Lösungen zu forschen.

Im BioEcon Projekt wurden die österreichischen Holzbiomasspotenziale dargestellt und evaluiert, Risiken und Chancen für holzbasierte Rohstoffe bewertet sowie Interaktionen zwischen bereits etablierten und innovativen Wertschöpfungsketten untersucht. Als Grundlage für strategische Entscheidungen wurde das „Wood-Value-Tool“ zur techno-ökonomischen Bewertung entwickelt. Das Excel-Kalkulationstool ermöglicht es, ausgewählte Prozesse, wie z.B. die BioSNG-Produktion, hinsichtlich technischer Parameter zu spezifizieren. Im Nachfolgeprojekt SusBioEcon werden weitere Funktionen in das Tool anhand sozialer und ökonomischer Nachhaltigkeitskriterien integriert. Zukünftige Forschungsfragen umfassen eine erfolgreiche Marktintegration des Grünen Gases in das österreichische Energiesystem durch Angebots- und Nachfrageanalysen mithilfe ökonomischer Modelle.“

Christa Dißbauer, BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies

Preiskointegration

Die Preise der betrachteten Holzsortimente entwickelten sich vor allem in den vergangenen Jahren sehr dynamisch. Aufgrund der Ähnlichkeiten untereinander – wie z.B. ein deutlicher Peak im Jahr 2022 – wurden Preiszusammenhänge statistisch untersucht. Sogenannte Preiskointegration konnte unter anderem zwischen den Rundholzsortimenten, aber auch zwischen Pellets und Brennholz nachgewiesen werden. Bis 2022 waren Preise der Sägenebenprodukte, Industriehackgut und Sägespäne abhängig von den Pellettpreisen. Das hat sich mit der „Energiekrise“ 2022 geändert: hier konnte ein Zusammenhang zwischen Pellets/Sägenebenprodukten und den Erdgaspreisen festgestellt werden. ◀



GCA

Ing. Mag. Stefan Wagenhofer

ist Geschäftsführer des Fernleitungsnetzbetreibers Gas Connect Austria (GCA) und als ÖVGW-Vizepräsident Sprecher des ÖVGW-Gasfachs. Er ist Mitglied des nationalen Wasserstoffbeirates und der Hydrogen Alliance. Als Mitglied des ÖVGW-Forschungsbeirates Gas ist Wagenhofer zudem an der Ausgestaltung des Forschungsprogramms zur Transformation des Gassystems unter Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff sowie synthetisches und biogenes Methan beteiligt.

„Wir haben mehrere Optionen für die Dekarbonisierung“

ÖVGW-Vizepräsident Stefan Wagenhofer über die Erfolge des Forschungsprogramms, die Herausforderungen der Kommunikation und die Perspektiven für eine Wasserstoff-Infrastruktur.

FORUM GWW: Herr Wagenhofer, die österreichische Gaswirtschaft führt seit fünf Jahren das Forschungsprogramm Grünes Gas durch. Stimmen Sie die Ergebnisse optimistisch?

Wagenhofer: Mir gefällt die Vielfalt von möglichen Lösungen. Wir können z.B. fast die Hälfte unseres zukünftigen Erdgasbedarfs mit Biomethan und Synthetischem Methan decken. Ein Forschungsprojekt hat auch gezeigt, dass viele Biogasanlagen, die heute nur Strom erzeugen, wirtschaftlich Biomethan ins Netz einspeisen können. Wichtig ist auch die Erkenntnis, dass Wasserstoff in unsere bestehenden Netze integriert werden kann, da der Großteil der Infrastruktur wasserstofftauglich ist und daher Grüner Wasserstoff für viele Prozesse in den Sektoren Industrie, Stromerzeugung, Raumwärme und Mobilität eingesetzt werden kann. ÖVGW-Mitgliedsunternehmen forschen auch an der Methanpyrolyse, mit der aus Erdgas mit wesentlich geringerem Energieaufwand als bei der Elektrolyse Wasserstoff erzeugt werden kann. Der dabei anfallende Kohlenstoff kann über die Carbon Capture and Sto-

rage (CCS)-Technologie einer landwirtschaftlichen oder industriellen Nutzung zugeführt werden. Das zeigt, dass wir nicht schlecht aufgestellt sind, denn wir haben mehrere Optionen für die Dekarbonisierung der Gasversorgung.

Welche Herausforderungen sehen Sie hier?

Ich bin zuversichtlich, dass wir auch dank des Forschungsprogramms Antworten auf die technischen Herausforderungen finden werden. Eine große ist jedoch nicht-technischer Natur, nämlich die Kommunikation im Zusammenhang mit Grünem Gas. Auf der Stromseite ist es relativ einfach: Es gibt Leitungen, und man kann darüber streiten, ob sie groß oder klein sind, ob sie stören oder nicht, aber es ist immer Strom. Bei Biogas oder einer Technologie wie CCS haben wir jedoch Schwierigkeiten, der Öffentlichkeit das Potenzial zu vermitteln. Wir könnten CO₂ auch in Österreich speichern, es gibt 900 alte Bohrlöcher der OMV, die teilweise 5.000 Meter tief sind, aber das ist politisch zumindest derzeit nicht gewollt. Es gibt viele Möglichkeiten, aber wir müssen sie noch stärker kommunizieren.

Wir müssen den Menschen klarmachen, dass wir mit Biomethan eine Lösung für die Dekarbonisierung der Raumwärme haben und dass Wasserstoff eine notwendige Lösung für die Industrie ist, auch wenn der Aufbau der Infrastruktur finanziell und technisch eine große Herausforderung bedeutet. Wir werden uns ihr stellen. Unsere Vorgänger im Gassektor haben die Herausforderung eines Energieträgerwechsels ebenfalls erfolgreich gemeistert. Wir haben auch die Option, die CCS-Technologie zu entwickeln, was für unsere Industrie wichtig wäre, auch wenn es aus heutiger Sicht schwierig sein wird, diese Technologie zu vernünftigen Kosten anzubieten – außer die CO₂-Preise steigen stark an. Dann würde sich zwar jede Technologie rechnen – doch volkswirtschaftlich ist das nicht wünschenswert, weil das wahrscheinlich eine massive Bedrohung für unseren Wirtschaftsstandort wäre.

Was denken Sie über die Investitionen in die Pipelines?

Investitionen in die Pipeline-Infrastruktur sind wie eine Versicherung. Mehr Leitungen bedeuten mehr Versorgungssicherheit. Derzeit haben wir einen hohen Speicherstand und genügend Pipelinekapazitäten, um über den nächsten Winter zu kommen. Aber es wäre gut, wenn wir die Leitungen für Extremsituationen, etwa sehr kaltes Wetter oder Ausfall der russischen Lieferungen, ausbauen könnten. Eine sichere Gasversorgung erfordert die Diversifizierung der Bezugsquellen. Wenn die russische Quelle unsicher ist, brauchen wir Alternativen aus dem Westen oder Süden. Deutschland hat seine LNG-Kapazitäten massiv ausgebaut und auch in Belgien und den Niederlanden wurden Anlandestationen errichtet. Es ist ausreichend LNG auf dem Markt und die Produzenten, vor allem die USA, bauen ihre Kapazitäten aus. Derzeit fließt Gas aus Russland nach Baumgarten und deckt einen großen Teil unseres Bedarfs. Der Transit durch Österreich ist wichtig, weil dadurch immer genug für uns da ist und die heimische Infrastruktur sich kostengünstig betreiben lässt. Das wird auch für Wasserstoff gelten. Zur Deckung des künftigen Bedarfs müssen die Pipelines, wie in der H₂-Roadmap der AGGM vorgesehen, jetzt ausgebaut werden.

Wie sehen die Pläne für Wasserstoffpipelines aus?

Die West-Austria-Gasleitung (WAG) besteht fast durchgehend aus zwei parallelen Pipelines, die viel Energie transportieren können. Der Ausbau der zweiten Leitung, des so genannten WAG-Loops, ist genehmigt und wird rd. 200 Mio. Euro kosten. Das Projekt wird politisch unterstützt, da es eine Versicherung gegen zukünftige Versorgungsunsicherheiten darstellt. Mit dem Ausbau wird die Trans-

portkapazität für Erdgas über Deutschland um rd. 30 % erhöht, und wir werden künftig über die eine Leitung Wasserstoff und über die andere Erdgas transportieren können. Auch für den Umbau der Trans-Austria-Gas-Leitung (TAG) zum Transport von Wasserstoff gibt es bereits Pläne und Machbarkeitsstudien.

Woher soll der Wasserstoff kommen?

Aus Nordafrika. Tunesien hat eine eigene Strategie zur Wasserstoffproduktion: Das Wasser soll aus der Meerwasserentsalzung kommen, der Strom von Windkraft- und PV-Anlagen. Ein Konsortium europäischer Gasnetzbetreiber will bestehende Pipelines umbauen, um Wasserstoff über Italien und Österreich nach Deutschland zu transportieren. Das Projekt mit dem Namen „South2Corridor“ hat den Status eines PCI (Project of Common Interest). Die Energieminister Italiens, Deutschlands und Österreichs haben sich kürzlich darauf geeinigt, dieses Projekt voranzutreiben und die Netzbetreiber zu unterstützen. Aus aktueller Sicht ist dies unsere beste Option Wasserstoff zu bekommen. Aber auch in der Westukraine gibt es gute Voraussetzungen für die Wasserstoffproduktion. Das Projekt „H₂EU+Store“ soll den Markthochlauf von grünem Wasserstoff in Mitteleuropa beschleunigen und die großen Untertagespeicher der RAG zur Zwischenspeicherung nutzen, bevor er ins Bayerische Chemiedreieck weitertransportiert wird.

Wann ist mit nennenswerten Mengen zu rechnen?

Im besten Fall bis 2029 oder 2030. Es ist wichtig, dass die Pläne für den Ausbau gut abgestimmt sind. Die Hersteller und Investoren brauchen Sicherheit, dass die Infrastruktur vorhanden ist, wenn die Erzeugungsanlagen fertig sind. Und auch die künftigen Abnehmer werden nur dann ihre Prozesse auf Wasserstoff umstellen, wenn sie wissen, dass er ab einem bestimmten Zeitpunkt verfügbar ist.

Gibt es auch regulatorische Herausforderungen?

Ja, es gibt Vorschläge, dass Gasnetzbetreiber nicht auch Wasserstoffnetze betreiben sollen. Das wäre ungeschickt, denn diese Unternehmen haben viel Erfahrung. Ich glaube aber, dass es hier eine praktikable Lösung geben wird, ebenso in der Frage, wie das vorhandene Gasnetz für Wasserstoff genutzt werden kann. Für den Aufbau der Infrastruktur braucht es finanzielle Unterstützung der öffentlichen Hand und klar definierte Zuständigkeiten der Behörden. Wir sind zwar etwas im Rückstand, aber ich bin zuversichtlich, dass wir den Ausbau wie geplant realisieren können, zumal bereits wichtige Schritte gesetzt wurden.



EINSPEISUNG

FORSCHUNGSFELD

Einer der großen Vorteile des Energietransports in Form von Grünem Gas ist die bereits vorhandene, über Jahrzehnte errichtete und seither optimierte Infrastruktur. Fernleitungen und das Verteilernetz stehen ebenso zur Verfügung wie Leitungen und Endgeräte beim Kunden. Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht vor, das Gasnetz zu einem Wasserstoffnetz umfunktionieren zu lassen. Der Plan für ein europäisches Wasserstoffnetz „H2 Backbone“ stützt sich ebenfalls weitgehend auf die Umwidmung oder Umrüstung von bestehenden Pipelines. Auch wenn im Prinzip nichts dagegen spricht, ist diese Art der Einspeisung zuvor noch nicht untersucht worden. Biomethan mag identisch mit dem jetzt durchgeleiteten Erdgas sein und wird auch bereits zu einem kleineren Teil ins Netz eingespeist, aber für Wasserstoff und für eine Mischung dieser beiden Gase gilt das nicht. Grünes Gas gehört also ins Netz, das Wie und Was klären aber erst die dementsprechenden Forschungsvorhaben.

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Grids*

In einer frühen Studie aus dem Jahr 2019 ergab eine „Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz“ der Montanuniversität Leoben (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik) Gesamtkosten von 313 Millionen Euro, würde man alle Biogas-Anlagen ans Netz anschließen und das erzeugte Biomethan in dieses einspeisen. Allerdings tragen die Anschlusskosten nur zu 10 % zu den gesamten Gesteungskosten des Gases bei. Und bei präziser Auswahl der Anlagen könnte man auch mit geringerem Investment gute Resultate erzielen. Mit (damals) 100 Millionen Euro für die 74 wirtschaftlichsten Anlagen hätte man so bereits rund 65 % des Potenzials (oder 6,5 % des gesamten Heizgasbedarfs) ausschöpfen können.

Ebenfalls eine der ersten Untersuchungen beschäftigte sich mit den Auswirkungen der Beimischung von Wasserstoff auf Haushaltsgeräte. Die Erstellung einer „Expertise für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz – Kunden-Erdgasanlagen und häusliche Gasgeräte“ wurde in Kooperation mit DBL und der Vereinigung der österreichischen Kessellieferanten 2019 abgeschlossen. Das Ergebnis, dass ein solcher (und wahrscheinlich auch

ein höherer) Anteil keine Probleme bereitet, floss bereits ins ÖVGW-Regelwerk ein. *Siehe S. 51ff.*

Die TU Wien unternahm 2020/21 eine „Analyse des Mischens und Entmischens von Wasserstoff in Methan“. Das Blending von Wasserstoff und Methan ist entscheidend beim schrittweisen Aufbau einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft. Aufgrund der verschiedenen Brenneigenschaften ist es wichtig, dass die Gase gut durchmischt sind und auch so beim Verbraucher ankommen. Der erste Projektteil 2020 klärte, dass es nicht zu einer selbsttätigen Entmischung kommt, sind die Gase erst einmal gemischt. Hauptfrage in der zweiten Phase war, nach welcher Strecke bei einer direkten Einspeisung von Wasserstoff in Methanetze von einer vollständigen Mischung ausgegangen werden kann. Dazu wurden Konzentrationen von 4 %, 10 % und 20 % Wasserstoff untersucht. Das Ergebnis: Um für alle Varianten ein homogenes Gemisch zu erzielen, müssen die Gase in der Leitung eine Strecke zurücklegen, die etwa dem 100-fachen Rohrdurchmesser entspricht. Hat die Leitung also z.B. einen Durchmesser von 20 cm, sind die Gase nach einer Strecke von 20 Metern gemischt und bleiben es auch.

Referenzprojekt GF 52 – Expertise für die Einspeisung von 10 % Wasserstoff Wasserstoff und Haushaltsgeräte

Wenn es um die Frage geht, wieviel Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden kann, ist nicht nur die Tauglichkeit von Hochdruckleitungen zu prüfen, sondern auch die Eignung der Inneninstallation und der Endgeräte.

Eine der ersten Studien im Rahmen des ÖVGW-Forschungsprogramms befasste sich mit der Frage der Wasserstoffverträglichkeit der heimischen Gas-Inneninstallation. Die Studie „Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz“ zielt darauf ab, die Eignung sowohl des ÖVGW-Regelwerks und den technischen Stand der Haus-Inneninstallation als auch der installierten Gasgeräte hinsichtlich einer maximalen Einspeisemenge von 10 Vol.-% Wasserstoff in das Gasnetz zu bewerten. Durchgeführt wurde die Studie von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, die die einzelnen Bestandteile der Gasinstallation hinsichtlich ihrer Wasserstoffeignung und Einbindung in das ÖVGW- und DVGW-Regelwerk untersucht hat, um eine fundierte Bewertung der maximalen Wasserstoffgrenzen zu ermöglichen und Empfehlungen für eine Anpassung der ÖVGW-Richtlinien zu geben.

Bei der Wasserstoff-Einspeisung ist vorrangig die minimal zulässige relative Dichte des Brenngases ausschlaggebend: Wasserstoff hat einen deutlich niedrigeren Heizwert und eine geringere Dichte als Erdgas, mit steigendem H₂-Anteil im Brenngas sinkt also dessen relative Dichte. Eine Beimischung von Wasserstoff verändert daher den Wobbe-Index des Gasgemisches (siehe Abb. S. 52), was Auswirkungen auf Verbrennungseigenschaften und Leistung von Gasgeräten haben kann.

Materialverträglichkeit

Die Gasanlage umfasst alle technischen Einrichtungen zur Verteilung und Verwendung des Brenngases nach

DAS PROJEKT

Anlass: Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz stellt eine vielversprechende Möglichkeit dar, um die Energiewende voranzutreiben. Zur Realisierung ist die Bewertung der technischen Machbarkeit und Sicherheit in Form einer landesspezifischen Expertise erforderlich.

Fragestellung: Welche Auswirkungen hat eine Zuspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz auf die Gas-Inneninstallation und die Gasendgeräte, insbesondere auf Gasgeräte im Haushalt?

Ergebnis: Die Studie kommt zum Schluss, dass alle Komponenten der Gas-Inneninstallation – mit Ausnahme der Gaszähler – sicherheitstechnisch bis mindestens 20 Vol.-% Wasserstoff geeignet sind. Eine Anpassung des ÖVGW-Regelwerks hinsichtlich einer Wasserstoffeinspeisung von bis zu 10 Vol.-% ins Erdgasnetz wird empfohlen. (Der Empfehlung wurde mit Herausgabe der ÖVGW-Richtlinie G B210 nachgekommen.)

der Hauptabsperreinrichtung (HAE), also Mess-, Regel-, Druckerhöhungs- und Sicherheitseinrichtungen sowie die Gas-Endgeräte bis zur Abführung der Abgase ins Freie (siehe Abb. S. 53). Die für die Wasserstoffeinspeisung relevanten Komponenten sind Ventile inkl. HAE, die Leitungsanlage inkl. der Geräteanschlussleitung,

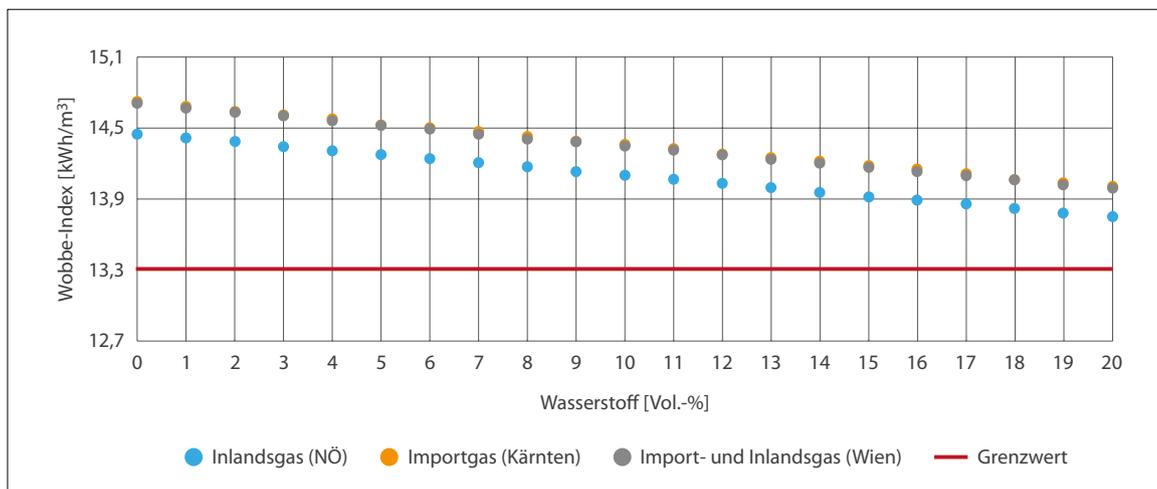
PROJEKT: Expertise für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz – Kunden-Erdgasanlagen und häusliche Gasgeräte

FORSCHUNGSauftrag: Erstellung einer landesspezifischen Expertise für eine Zuspeisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz. Betrachtet werden nur Gasendgeräte mit dem Schwerpunkt „häusliche Gasgeräte“

PROJEKTPARTNER: DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH (Dr. Matthias Werschy), in fachlicher Kooperation mit der Vereinigung der österreichischen Kessellieferanten – VÖK

LAUFZEIT: 2019

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 52



Quelle: ÖVGW GF 52

Änderung des Wobbe-Index in Abhängigkeit der Wasserstoff-Einspeisung

Die rote Linie soll den zulässigen unteren Wobbe-Grenzwert gemäß ÖVGW-Richtlinie G B210 angeben. Es zeigt sich, dass selbst bei einer Beimischung von 20 % H₂ der untere Grenzwert nicht unterschritten wird.

Gasdruckregelgeräte, Gasströmungswächter und Gaszähler. Diese Baugruppen müssen eine entsprechende Wasserstoffverträglichkeit aufweisen.

Die Untersuchung zeigt, dass alle Komponenten der Gas-Inneninstallation – ausgenommen Gaszähler – aus sicherheitstechnischer Sicht für Wasserstoffanteile bis mindestens 20 Vol.-% geeignet sind. Stahlventile (Kugelhähne, Hauptabsperreinrichtungen) sind auch unter

reinem Wasserstoff technisch dicht. Die Eignung dieser Ventile kann bis zu 25 Vol.-% Wasserstoff bescheinigt werden.

Leitungsanlage

Verschiedene Leitungsarten, die nach der HAE eingesetzt werden – einschließlich Stahl-, Edelstahl- und Kupferrohre –, sind funktional für reinen Wasserstoff

Der Wobbe-Index

Der Wobbe-Index W (benannt nach dem italienischen Ingenieur Goffredo Wobbe, der ihn 1926 entwickelte) ist ein Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen und beschreibt die Energiezufuhr eines Brenngases bei konstantem Druck und konstantem Volumenstrom. Er wird definiert als das Verhältnis des Heizwertes H zur Quadratwurzel seiner Dichte ρ :

$$W = \frac{H}{\sqrt{\rho}}$$

Hierbei gilt:

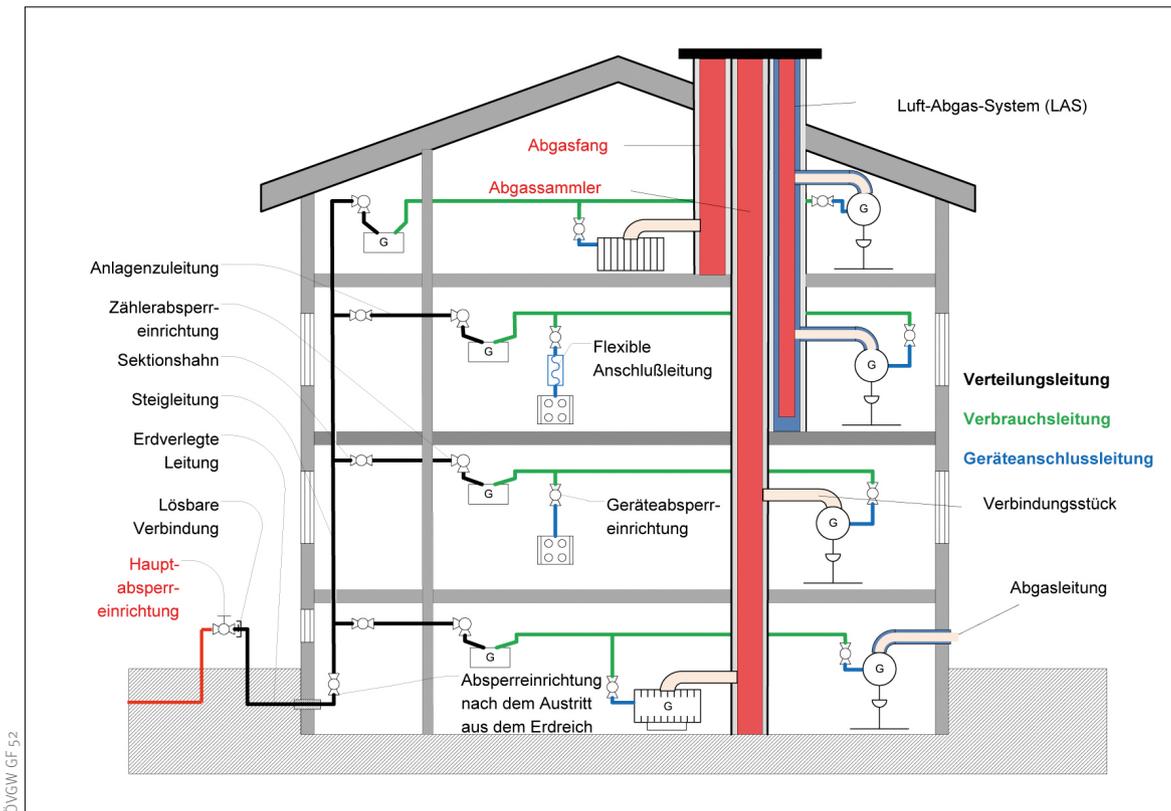
Heizwert (H): Die Menge an Energie, die bei vollständiger Verbrennung eines Volumens des Gases freigesetzt wird.

Dichte (ρ): Die Masse eines Volumens des Gases.

Der Wobbe-Index ist ein wesentliches Kriterium für die Beurteilung der Verbrennungseigenschaften von Gasen

in technischen Anwendungen wie z.B. in Heizgeräten oder Gasturbinen. Er ermöglicht es, Gase unterschiedlicher Zusammensetzung und Herkunft hinsichtlich ihrer Verbrennungseigenschaften zu vergleichen. Zwei Gase mit gleichem Wobbe-Index liefern bei gleichen Betriebsbedingungen (Druck und Volumenstrom) die gleiche Wärmeleistung, auch wenn ihre chemische Zusammensetzung unterschiedlich ist.

Beim Mischen von Wasserstoff mit Erdgas ist der Wobbe-Index wichtig, weil Wasserstoff einen deutlich niedrigeren Heizwert und eine geringere Dichte als Erdgas hat. Die Beimischung von Wasserstoff verändert daher den Wobbe-Index des Gasgemisches, was Auswirkungen auf die Verbrennungseigenschaften und die Leistung von Gasgeräten haben kann. Der Wobbe-Index hilft hier, die Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung zu bewerten, um die erforderlichen Anpassungen an den Verbrennungsanlagen vornehmen zu können.



Bauteile der Hausinstallation – Übersicht nach dem ÖVGW-Regelwerk

Die Gasanlage umfasst alle technischen Einrichtungen zur Verteilung und Verwendung des Brenngases nach der Hauptabsperreinrichtung: Mess-, Regel-, Druckerhöhungs- und Sicherheitseinrichtungen, die Gas-Endgeräte und die Einrichtungen zur Abführung der Abgase ins Freie

bis zu einem Betriebsdruck von 5 bar geeignet. Die Permeation dieser Materialien – also die Durchlässigkeit für Wasserstoffmoleküle – stellt sicherheitstechnisch kein Problem dar, auch nicht bei reinem Wasserstoff. Bei Wartung, Installation und Instandsetzung sind keine gesonderten Maßnahmen notwendig. Die Studie kommt zum Schluss, dass alle nach ÖVGW-Regelwerk zulässigen Leitungen für die Gas-Inneninstallation auch für den Betrieb mit reinem Wasserstoff geeignet sind.

Form- und Verbindungsstücke

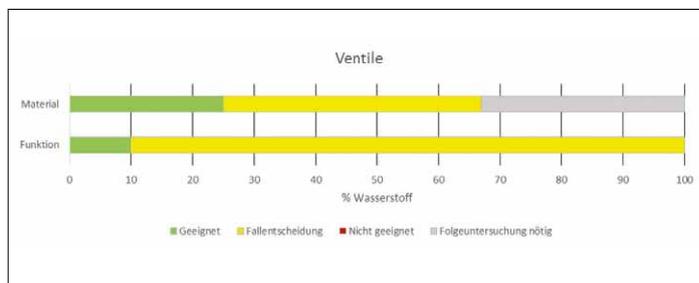
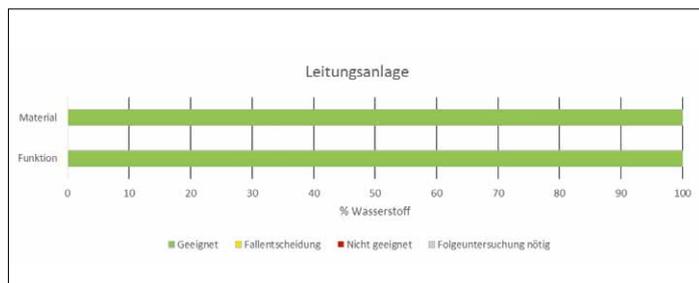
Alle eingesetzten Materialien sind technisch dicht und somit gemäß ÖVGW-Regelwerk uneingeschränkt gebrauchsfähig. Alle üblichen Form- und Verbindungsstücke sind für mind. 20 Vol.-% Wasserstoff geeignet. Geräteanschlussverbindungen mit flexiblen Gummischläuchen sind allerdings nicht für Wasserstoff geeignet und müssten ersetzt werden.

Gasströmungswächter

Gasströmungswächter sind aktive Sicherheitseinrichtungen, welche den Gasdurchsatz sofort selbsttätig unterbrechen, wenn die Gasleitung vorsätzlich oder versehentlich beschädigt wird. Sie sind hinsichtlich des eingesetzten Materials auch bei reinem Wasserstoff beständig. Permeation ist sicherheitstechnisch unkritisch. Die Funktionalität ist allerdings nur bis zu einem Wasserstoffanteil von 30 Vol.-% nachgewiesen. Auf Grund der Unterschiede der physikalischen Eigenschaften von reinem Erdgas und reinem Wasserstoff (u.a. hinsichtlich der Dichte) ist ein Austausch aller Gasströmungswächter beim Einsatz von reinem Wasserstoff erforderlich. Es müssen entsprechend für Wasserstoff ausgelegte Gasströmungswächter eingesetzt werden.

Gasdruckregler

Gasdruckregler sorgen für die Bereitstellung eines definierten Gasdruckes. Ebenso wie bei den Gasströmungs-



ÖVGW GF 52

Beispiele von Prüfungsergebnissen

Wasserstoffverträglichkeit der Leitungsanlage (o.) und von Ventilen und Absperr-einrichtungen (u.)

wächtern sind auch hier die verwendeten Materialien für den Einsatz unter reinem Wasserstoff geeignet. Die Funktion, die Regulierung des Gasdruckes, ist allerdings nur für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% nachgewiesen. Die Unterschiede der physikalischen Eigenschaften von reinem Erdgas und reinem Wasserstoff machen also auch einen Austausch bzw. eine Anpassung dieser Geräte erforderlich. Manche Hersteller bescheinigen ihren Gasdruckreglern sowohl hinsichtlich Materialeignung als auch hinsichtlich Funktionalität jedoch bereits eine Wasserstoffverträglichkeit von 100 Vol.-%.

Gaszähler als limitierender Faktor

Die Materialien aller Gaszähler sind für bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff geeignet, ohne die Gefahr von Permeation oder Leckage. Ein limitierender Faktor für eine Wasserstoffbeimischung über 10 Vol.-% ist allerdings die Funktionsweise der Zähler. Materialtechnisch könnten sie über 60 Vol.-% Wasserstoff vertragen, doch führt die Veränderung der physikalischen Gaszusammensetzung zu einer verminderten Messgenauigkeit. Eine Kalibrierung der Gaszähler ist notwendig, was nur bei einem konstanten Wasserstoffanteil praktikabel ist. Schwankende Anteile führen zu ungenauen Messungen.

Einsatz von reinem Wasserstoff

Für den Einsatz von reinem Wasserstoff sind bestimmte Anpassungen erforderlich. Kugel- und Absperrventile sind aktuell nicht für reinen Wasserstoff geeignet, außer sie bestehen aus Stahl und werden auf technische Dichtigkeit getestet. Rohrleitungen und Verbindungen aus verschiedenen Materialien zeigen eine nachgewiesene Wasserstoffverträglichkeit. Gasströmungswächter und Gasdruckregler sind materialseitig für reinen Wasserstoff geeignet, ihre Funktion ist jedoch bei Wasserstoffanteilen über 30 Vol.-% bzw. 20 Vol.-% nicht mehr gewährleistet. Gaszähler müssen für reinen Wasserstoff neu kalibriert und ihre Materialverträglichkeit überprüft werden.

Erhöhter Untersuchungsbedarf wurde in dieser Studie in Hinsicht auf die Leitungsdimensionierung nach ÖVGW-Richtlinie G K61 erkannt. Bei schwankenden Gasbeschaffenheiten zwischen 0 und 10 % Wasserstoff ist noch kein Handlungsbedarf notwendig, da Endgeräte nicht angepasst werden müssen. Allerdings wird für eine zukünftige Entwicklung mit stabilen, höheren Wasserstoffanteilen eine Überarbeitung der G K61 empfohlen.

Sicherheitsaspekte

Die veränderten Eigenschaften von Wasserstoff lassen zunächst einen hohen Anpassungsbedarf im Bereich Sicherheit vermuten. Diesen bestätigt der Bericht allerdings nicht. Die Untersuchung der sicherheitstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff (wie geringere Zündenergie und größere Explosionsgrenzen) zeigte keinen großen Anpassungsbedarf. Die untere Explosionsgrenze für reinen Wasserstoff ist nur minimal geringer als die von Erdgas, während die obere Explosionsgrenze größer ist, aber weniger relevant bei Leckagen. Die Zündenergie sinkt bei Wasserstoffzugabe deutlich, von 0,25 mJ für Erdgas auf 0,02 mJ für reinen Wasserstoff, was eine erhöhte Zündwahrscheinlichkeit bei kleinen Vorfällen bedeutet. Die Zündtemperatur sinkt von 595 °C (Erdgas) auf 560 °C (reiner Wasserstoff), bleibt jedoch in der gleichen Temperaturklasse T1.

Bei Leckagen von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen wurde keine Entmischung oder bevorzugte Ansammlung an der Raumdecke festgestellt. Ein explosionsfähiges Gemisch bildet sich nicht durch Permeation von Wasserstoff, selbst bei geringer Luftwechselrate und PE100. Es besteht ein erhöhtes Entzündungsrisiko, das jedoch durch Odorierung gemindert werden kann. Bei

50 Vol.-% Wasserstoff gilt die Explosionsgruppe II B, bei reinem Wasserstoff die Gruppe II C, was bei der Auswahl der Geräte zu beachten ist, jedoch für häusliche Gasinstallationen irrelevant ist.

Einfluss auf Gas-Endgeräte

Für häusliche Gas-Endgeräte müssen die maximalen Zumischgrenzen in der Praxis bestätigt werden. Eine Zumischung von 10 Vol.-% Wasserstoff kann ohne technische Anpassungen erfolgen. Die Flammenüberwachung in Haushaltsgeräten, meist durch Ionisationsstrom-Messung realisiert, wird durch Wasserstoff nicht wesentlich beeinträchtigt, solange der Anteil 50 Vol.-% nicht überschreitet. Probleme können bei UV-Flammenüberwachungssystemen auftreten, da sie die veränderte Flammenlage nicht ausreichend detektieren.

Allgemein kann nicht von einer uneingeschränkten Wasserstoffverträglichkeit der Endgeräte bei höheren Wasserstoffanteilen ausgegangen werden. Derzeit laufen mehrere Untersuchungen, um den Einfluss von Wasserstoff auf Gas-Anwendungen zu erforschen.

Fazit: 10 Vol.-% Wasserstoff zulässig und möglich

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Einspeisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Erdgasnetz für die häusliche Gasanwendung zulässig und möglich ist. Alle Bauteile der Gasinstallation sind unter 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas voll funktionsfähig und sicher. Bei Gaszählern können jedoch Messabweichungen auftreten. Alle passiven und aktiven Sicherheitseinrichtungen funktionieren weiterhin wie vorgesehen. Das Risiko für Gasexplosionen bei einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff unterscheidet sich nur unwesentlich vom Risiko bei reinem Erdgas. Die Gerätesicherheit und Funktionsfähigkeit von häuslichen Gas-Endgeräten ist bei 10 Vol.-% Wasserstoff gewährleistet, und die Ergebnisse können auf den österreichischen Markt übertragen werden. Für höhere Wasserstoffanteile werden weitere Untersuchungen empfohlen. Aktuelle Forschungsergebnisse deuten darauf hin, dass der Bestand bis zu 20–30 Vol.-% Wasserstoff vertragen könnte.

EIN WORT ZUM PROJEKT



„Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in die Gasverteilnetze möglich ist. Dies bietet die Möglichkeit, schnell einen kleinen Teil der CO₂-Emissionen von nachgelagerten Verbrennungsprozessen zu vermeiden und verschafft etwas Zeit, um die Nutzung von 100 % grünem Wasserstoff in den Gasnetzen vorzubereiten.“

Die Nutzung von hohen Wasserstoffanteilen (~ 100 Vol.-%) in den Gasverteilnetzen erfordert Anpassungen bei den meisten angeschlossenen Gasverbrauchern. Auch Komponenten bei den Endkunden wie zum Beispiel Gaszähler müssen gegebenenfalls getauscht werden. Trotzdem können Großteile der Infrastruktur der Gasnetze auch mit Wasserstoff betrieben werden und bieten so eine großartige Möglichkeit, insbesondere industrielle Verbraucher CO₂-neutral aufzustellen. Bis 20 Vol.-% lassen sich die meisten Gasverbraucher gegebenenfalls mit kleineren Einstellarbeiten und Anpassungen effizient und sicher betreiben.“

Philipp Pietsch, DBI Gas- und Umwelttechnik

Empfehlungen

Die Studie empfiehlt eine Anpassung des ÖVGW-Regelwerks hinsichtlich einer Wasserstoffeinspeisung von bis zu 10 Vol.-% ins Erdgasnetz. Darüber hinaus sind bestimmte Netzbestandteile wie Hausanschlüsse, Gasströmungswächter, Leitungs- und Dichtungsbestandteile sowie die Sicherheitskonzepte für Wasserstoffmengen von mindestens 20 Vol.-% geeignet. Dieser Empfehlung wurde mit Herausgabe der ÖVGW-Richtlinie G B210 „Gasbeschaffenheit“ (Ausgabedatum Juni 2021) nachgekommen.

Um höhere Wasserstoffanteile zu ermöglichen und die langfristige Integration von Wasserstoff in die Gasversorgung zu gewährleisten, sind weitere Forschungen und Regelwerksanpassungen notwendig. ◀



ÖVGW / G.Koch

Mag. Michael Mock

ist Geschäftsführer von FGW und ÖVGW. Der studierte Jurist nahm 2001 seine Tätigkeit als Referent beim Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen auf. 2003 wurde er mit der Geschäftsführung der beiden Verbände betraut.

Chance auf H₂-Drehseibe in Europa **„Das dürfen wir nicht verschlafen!“**

Der Geschäftsführer von ÖVGW und FGW erklärt, dass die Erkenntnisse aus dem Forschungsprogramm Grünes Gas der gesamten Branche zur Verfügung stehen. Er fordert zudem einen raschen Ausbau der Gasinfrastruktur, damit Österreich zur europäischen Drehseibe für Wasserstoff wird.

FORUM GWW: Herr Mock, die österreichische Gaswirtschaft hat schon vor mehr als zehn Jahren darauf hingewiesen, dass eine kosteneffiziente Dekarbonisierung der Energieversorgung nur unter Weiternutzung der Gasinfrastruktur möglich ist. Gibt es inzwischen darüber einen Konsens in der Energiepolitik?

Mock: Wir haben in den letzten Jahren viel kommuniziert und ich denke, das war auch erfolgreich. Wir haben immer wieder darauf hingewiesen, dass eine Energiewende ohne Gas nicht möglich ist. Und ohne Gas ist auch die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet. Wenn Österreich als Standort für unsere energieintensiven Industrien erhalten bleiben soll, zusammen mit der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Wertschöpfung, dann brauchen wir Gas.

Wurden aus dieser Erkenntnis auch die nötigen Konsequenzen gezogen?

Es hat ja durchaus Schritte in die richtige Richtung gegeben, ich denke da an die Einigung über den Ausbau der

West-Austria-Pipeline, den sogenannten WAG-Loop, oder die Entscheidung, Gasheizungen in bestehenden Gebäuden nicht zu verbieten. Das ist erfreulich, denn lange Zeit wurde der Beitrag, den die vorhandene Erdgasinfrastruktur – bestehend aus Leitungen, Speichern und Endkundengeräten – für die Dekarbonisierung leisten kann, nicht ausreichend berücksichtigt. Zudem fehlte es vielfach an Wissen über die technischen Möglichkeiten, Grüne Gase wie Biomethan oder Wasserstoff in das Energiesystem zu integrieren.

Wurde deshalb das Forschungsprogramm „Grünes Gas“ gestartet?

Ja, als wir 2016 konkret mit den Planungen für das Forschungsprogramm begonnen haben, war das Ziel, mit wissenschaftlicher Unterstützung offene technische Fragen rund um eine Dekarbonisierung der Gasversorgung zu beantworten. Wir wussten auch, dass es dabei um konkrete Anwendungsforschung geht, deren Ergebnisse u.a.

über das technische Regelwerk der ÖVGW in die Unternehmen unserer Mitglieder gelangen sollen. Und da sind wir auf einem guten Weg: Der Aufbau des technischen Regelwerkes für Wasserstoff schreitet voran und ebenso die Erstellung von Zertifizierungsgrundlagen für Wasserstoffgeeignete Produkte auf Grundlage der Forschungstätigkeit. Beides ist notwendig, um den schrittweisen Umbau der Gasinfrastruktur in Angriff nehmen zu können.

Für das Forschungsprogramm stehen seit dem Vorjahr zusätzliche Mittel zur Verfügung. Das ist wohl ebenfalls eine Form der Anerkennung für die geleistete Arbeit...

Ich denke, das kann man so sehen. Wir sind mit einem relativ überschaubaren Forschungsbudget gestartet. Das wurde von den ÖVGW-Mitgliedern aus dem Gasbereich finanziert. Dann sind noch zusätzliche Mittel aus der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) dazugekommen und in der aktuellen Regulierungsperiode steht uns ein Innovationsbudget zur Verfügung, das über die Gasnetztarife eingehoben wird. Dazu muss man wissen, dass die E-Control ziemlich streng ist, was die Kosten angeht, die über die Netztarife abgedeckt werden dürfen. Die Mittel bekommen wir jetzt, weil durch das Forschungsprogramm nützliche Ergebnisse für den Umbau der Gasversorgung erarbeitet werden. Es handelt sich dabei ja letztendlich um das Geld der Gaskunden. Deshalb gehen wir damit sehr verantwortungsvoll um.

Was wird mit dem Innovationsbudget finanziert?

Jeder der 21 heimischen Verteilernetzbetreiber bekommt pro Jahr zusätzlich ein Budget von 0,5 % der Betriebskosten, die im Jahr 2020 angefallen sind. Das macht pro Jahr insgesamt etwa 1,2 Millionen Euro. Die Regulierungsbehörde möchte so die Innovationskraft der Gasnetzbetreiber stärken und Synergien nutzen. Das Ziel ist, die österreichischen Gasnetze so umzustellen, dass sie im Sinne der europäischen und nationalen Dekarbonisierungsziele Grüne Gase transportieren können, z.B. durch die Umrüstung für den Transport von Wasserstoff.

Und welche Rolle kommt dabei der ÖVGW zu?

Bei den Forschungsprojekten, die durch das Innovationsbudget gefördert werden sollen, muss immer das Ziel im Vordergrund stehen, die österreichischen Gasnetze zukunftsfähig zu machen. Die in Forschungsprojekten gewonnenen Erkenntnisse müssen der gesamten Branche zugänglich gemacht werden. Und da kommt die ÖVGW als Vertreterin der Gasnetzbetreiber ins Spiel. Um eine effiziente

Abwicklung zu gewährleisten, werden die Mittel bei uns gebündelt. Die ÖVGW hat einen eigenen Forschungsbeirat, der entscheidet, welche Forschungsprojekte mit den Mitteln gefördert werden.

Werden dann in Zukunft mehr Projekte zu Grünem Gas durchgeführt?

Nein, es wird eher so sein, dass wir uns mit unseren Fragestellungen in größerem Umfang an Projekten unserer Forschungspartner beteiligen können. Das ist wichtig, weil es Forschungsvorhaben gibt, die wir aufgrund ihres Umfangs auch mit den zusätzlichen Mitteln, die uns jetzt zur Verfügung stehen, nicht alleine für Österreich durchführen könnten. Wir arbeiten zum Beispiel mit einer Forschungsstelle des DVGW zusammen, um ein Kompendium über die Wasserstoffverträglichkeit aller in den Gasnetzen eingesetzten Werkstoffe und Materialien zu erstellen.

Die Gaswirtschaft braucht sichere Produkte für erneuerbare Gase. Und sie braucht auch die richtigen energiepolitischen Weichenstellungen und einen geeigneten Rechtsrahmen. Welche Anpassungen sind da nötig?

Wir sollten uns zum Ziel setzen, dass wir für Wasserstoff das werden, was wir für Erdgas bereits sind: eine europäische Drehscheibe. Das dürfen wir nicht verschlafen. Die EU hat jetzt einheitliche Regeln für die Entwicklung des Wasserstoffmarkts beschlossen, auch für die entsprechende Infrastruktur. Jetzt müssen wir in Österreich schnell eine möglichst praxisnahe Umsetzung auf die Beine stellen, die ein investitionsfreundliches Klima schafft. So können wir die Wasserstoffinfrastruktur gemäß den bereits vorliegenden Plänen umsetzen. Und wir müssen auch unsere Herangehensweise bei Fragen rund um den Umbau des Energiesystems grundsätzlich ändern.

Welche Änderung ist da notwendig?

Ich finde, wir sollten uns von dieser Ge- und Verbotsmentalität verabschieden und stattdessen verbindliche Ziele definieren. Dabei sollten wir Technologien nicht vorschreiben oder verbieten. Wir sollten mehr auf den Markt vertrauen und alle Anwendungen zulassen, die zur Zielerreichung beitragen können. Die Menschen sollten zum Beispiel selbst entscheiden können, ob sie lieber eine Gasheizung einbauen, die mit Biomethan oder Wasserstoff betrieben wird, eine Wärmepumpe oder eine ganz andere Lösung. Und diese Entscheidungsfreiheit sollte auch für die Mobilität, die Industrie und alle anderen Bereiche gelten.

FORSCHUNGSFELD

VERTEILUNG



Einmal erzeugt und eingespeist, macht sich das Gas auf die Reise zu den Verbrauchern. Diese kann kurz oder länger sein, doch würde ein Gasmolekül in einem technischen Wunder das gesamte österreichische Netz durchwandern können, hätte es 45.000 Kilometer zurückgelegt – also mehr als eine Umrundung der Erde am Äquator. „Gasnetz“ bedeutet eine Unzahl von Rohren und technischen Komponenten, die in Zukunft mit einem neuen Gas und möglicherweise anderem Gasdruck konfrontiert werden. Alle beteiligten Materialien müssen auf ihre Tauglichkeit dafür getestet werden. Neue Normen und Regeln der ÖVGW werden sich mit ihren für eine sichere Versorgung notwendigen Eigenschaften beschäftigen. So stellen sich neuartige Fragen, wie sich reiner Wasserstoff in den Leitungen und Endgeräten verhält. Kommt es zu Versprödungen an den Schweißnähten? Inwiefern wirken sich Reste der Odorierung (Erdgas wird mit einem Geruchsstoff versetzt) in den Rohren oder veränderter Gasdruck aus? Wie bekommt man Verunreinigungen aus den Leitungen? Welche Qualitäten können überhaupt transportiert werden? Die Forschungsprogramme reichen von Studien und Laboruntersuchungen bis zum Bau einer komplett neuen Leitung zu Testzwecken.

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Grids*

In der Minderzahl sind in diesem Bereich Projekte rund um Biogas, eines davon ist die 2022 abgeschlossene „Standardisierung von Verdichtern für Biomethan“ mit dem Projektpartner keep it green GmbH.

Beteiligt ist die ÖVGW an zwei noch laufenden Vorhaben. Unter Federführung des DBI entsteht das „Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen“ – ein einschlägiges Nachschlagewerk mit „Steckbriefen“ zur Wasserstoffverträglichkeit von Materialien und Produkten. *Siehe S. 66ff.* Im Projekt „H2toPipe“ untersuchen DBI und PCCL neuartige Materialien und die Auswirkungen von Wasserstoff auf PE-Rohre.

Zentralen Stellenwert hat das „HyGrid“-Projekt, das in Kooperation mit zahlreichen Partnern durchgeführt wird. In der ersten Phase bis 2022 (Pilot Study) wurden Verunreinigungen beim Transport von reinem Wasserstoff in ehemaligen Erdgas-Pipelines untersucht. *Siehe S. 60ff.*

Im Rahmen von „HyGrid²“ werden bis 2025 Erfahrungen mit der Umwidmung einer bestehenden Erdgasleitung für 100 % Wasserstoff gesammelt. Auf Basis der Erkenntnisse entsteht ein Handbuch, das alle technischen Fragen bei der Umwidmung behandelt. *Siehe S. 64f.*

Referenzprojekt GF 73 – HyGrid Pilot Study

Reinheit von Wasserstoff in Erdgasleitungen

Die zuverlässige Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff wird als Voraussetzung für die Dekarbonisierung der Gasversorgung in Österreich angesehen. Für den Ausbau des zukünftigen Wasserstoffnetzes gibt es bereits eine Roadmap; sie sieht neben dem Bau neuer Pipelines auch die Umrüstung bestehender Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff vor.

Nach ISO-Definition ISO 14687:2019 wird die Reinheit von Wasserstoff in verschiedene Kategorien eingeteilt: von Grade A mit einem Wasserstoffgehalt von 98 % bis zu Grade D und Grade E, den Kategorien mit den höchsten Anforderungen, nämlich 99,997 %. Dies ist wichtig, da je nach Anwendung zum Teil sehr hohe Reinheitsgrade erforderlich sind.

Brennstoffzellen erfordern hohe H₂-Qualität

Dies gilt insbesondere bei der Stromerzeugung mittels PEM-Brennstoffzellen und bei der Versorgung von Wasserstofftankstellen. Für in Fahrzeugen eingesetzte PEM-Brennstoffzellen sind beispielsweise einige sehr niedrige Grenzwerte definiert, die die Gasindustrie vor neue Herausforderungen stellen. Konkret muss etwa der Schwefelgehalt bei ≤ 4 ppb (parts per billion) liegen, d.h. in einer Milliarde Wasserstoffmoleküle dürfen maximal 4 Schwefelmoleküle enthalten sein. Die Summe der Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe darf 2 pro Million H₂-Moleküle nicht überschreiten. Verunreinigungen im Wasserstoff (dazu zählt z.B. auch Kohlenmonoxid) können die Lebensdauer von Brennstoffzellen erheblich beeinträchtigen. Daher gehen die Reinheitsanforderungen über die Anforderungen für Erdgas hinaus.

Aus diesem Grund befasste sich die ÖVGW im Rahmen ihres Forschungsprogramms auch mit der Frage, welche vorbereitenden Maßnahmen notwendig sind,

DAS PROJEKT

Anlass: Für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes wird – als kosteneffizienteste Lösung zur flächendeckenden Versorgung – neben dem Leitungsneubau auch die Umwidmung bestehender Gas-Pipelines anvisiert.

Fragestellung: Welcher Grad an Reinheit des Wasserstoffs ist bei einem Transport in umgewidmeten Gas-Hochdruckleitungen möglich?

Ergebnis: In den Gasleitungen finden sich Rückstände von Odorierungsmitteln sowie Schwefelverbindungen und Kohlenwasserstoffe. Trotz dieser Verunreinigungen kann die Wasserstoffqualität „Grade A“ mit der geforderten Reinheit von 98 % erreicht werden. Um höhere Qualitätsanforderungen zu erfüllen (z.B. für PEM-Brennstoffzellen), müssen die Verunreinigungen in den Leitungen entfernt werden, etwa durch Spülung mit Stickstoff.

um Gasleitungen, die zum Teil jahrzehntelang Erdgas transportiert haben, für den Transport von Wasserstoff tauglich zu machen. In der HyGrid-Pilotstudie wurde untersucht, welche Verunreinigungen nach einer Umstellung in den Wasserstoff gelangen. Dies verschafft Klarheit darüber, welche Reinheitsgrade bei Wasserstoff, der aus ehemaligen Erdgasleitungen kommt, erzielt werden können.

Ablagerungen und Rückstände

Die Erfahrungen der Gasindustrie aus Geschichte und Nutzung der verwendeten Hochdruckleitungen zei-

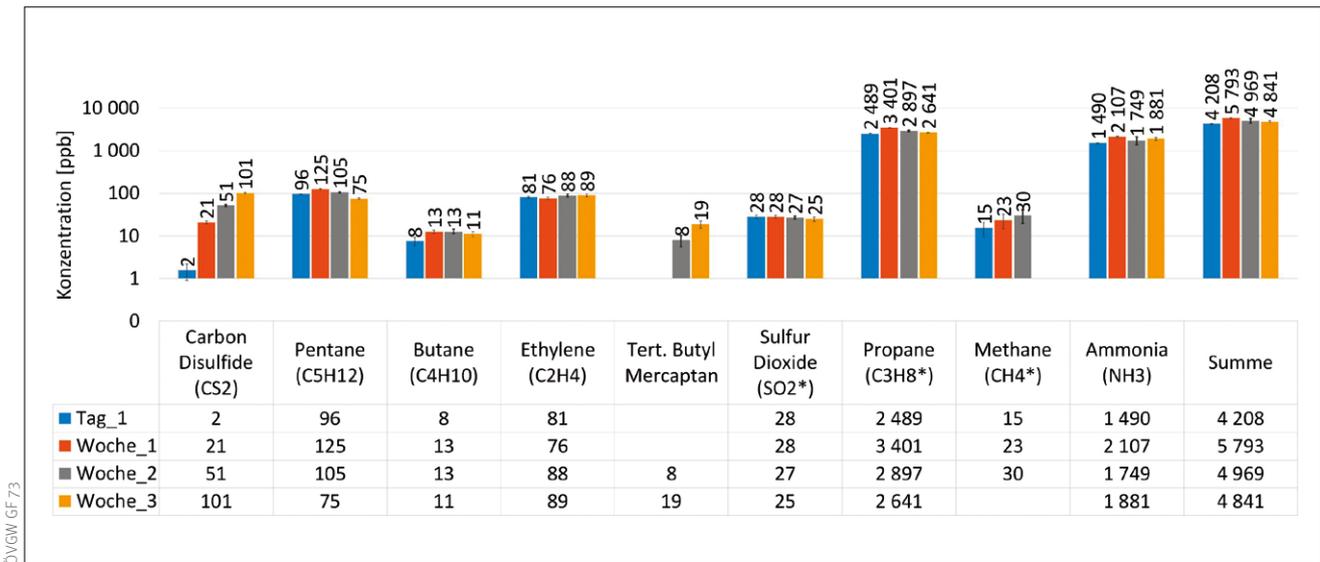
PROJEKT: HyGrid Pilot Study

FORSCHUNGS-AUFTRAG: Analyse der Verunreinigungen beim Transport von reinem Wasserstoff in ehemaligen Erdgaspipelines

PROJEKTPARTNER: HyCentA Research GmbH (DI Dr.techn. Thomas Stöhr)

LAUFZEIT: 2021–2022

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 73



ÖVGW GF 73

Beispiel für eine kontinuierliche Gasanalyse: Ergebnisse des ISO 14687 Screenings. Das untersuchte Rohrstück stammt aus dem Jahr 1965. Die Messungen wurden am ersten Tag nach der Befüllung sowie über einen Zeitraum von drei Wochen jeweils wöchentlich durchgeführt.

gen, dass durch Adsorptionsprozesse an den Pipeline-wänden und durch Ablagerungen in den Tiefpunkten noch viele Jahre nach Beendigung der Einspeisung in die Pipeline verschiedene Stoffgruppen nachweisbar sind. Ein Molchen der Pipeline (ein technisches Verfahren zur Entfernung von Ablagerungen wie Schmutz, Rost, Paraffin, Hydraten und anderen Verunreinigungen, die sich im Laufe der Zeit in der Pipeline ansammeln können) ist möglicherweise nicht ausreichend. Die Problemstoffe verbleiben in den Leitungen und könnten den zu transportierenden Wasserstoff verunreinigen.

Problem Odorierung

Erschwerend hinzu kommt der Transport von odoriertem Gas im betroffenen Rohrleitungssystem. (Dem im natürlichen Zustand geruchlosen Erdgas werden Odoriermittel beigemischt, um es wahrnehmbar zu machen, so dass Leckagen erkannt werden können.) Aus Umstellungen auf ein anderes Odoriermittel ist bekannt, dass das zuvor verwendete nach Einstellung der Injektion über Wochen und Monate noch im Netz nachweisbar war. Üblicherweise werden im Routinebetrieb nur 80 % der eingespeisten Odoriermittelmenge am Ende beim Verbraucher gemessen, so dass offensichtlich erhebliche Mengen im Netz verbleiben.

Im österreichischen Gasnetz werden hauptsächlich THT (Tetrahydrothiophen) bzw. Mercaptane (Schwefelverbindungen) zur Odorierung eingesetzt. Werden diese Verbindungen vom Wasserstoff aufgenommen, sind sie bereits in geringsten Konzentrationen schädlich für Brennstoffzellenanwendungen.

Experimentelle Ermittlung der H₂-Qualität

Im Rahmen von HyGrid wurden Art und Umfang der Verunreinigungen im Wasserstoff experimentell ermittelt, Verursacher eruiert und entsprechende Reinigungsmethoden identifiziert. Der messtechnische Nachweis der ISO 14687:2019 Qualität ist technisch äußerst herausfordernd. Die Messungen wurden im neu entwickelten Gasanalyse Labor Boltzmann des HyCentA durchgeführt.

Um die eingetragenen Verunreinigungen identifizieren und verursachungsgerecht zuordnen zu können, wurde wie folgt vorgegangen: In Kooperation mit der ÖVGW und österreichischen Gasnetzbetreibern wurden repräsentative Rohrleitungselemente identifiziert und untersucht. Durch das von Netz Salzburg, Wiener Netze, Netz Oberösterreich und Energienetze Steiermark zur Verfügung gestellte Material war es möglich, das heimische Gasnetz beinahe vollständig abzubilden. Die Rohrstücke bestehen aus Stahl und waren zum Teil seit

Von Gasnetzbetreibern zur Verfügung gestellte Rohrleitungselemente, an denen die H₂-Gasanalyse durchgeführt wurde.

r.: Deutlich sichtbare Feststoffablagerungen im Rohr



ÖVGW GF 73

den 1960er-Jahren, zum Teil nur wenige Jahre im Einsatz. Der Betriebsdruck, dem sie standhalten mussten, lag zwischen 6 bar und 70 bar. Die Rohrstücke wurden in einer Länge von 1 Meter aus dem Gasnetz entnommen, versiegelt, mit hochreinem Wasserstoff beaufschlagt und am Gelände des HyCentA gelagert. Im Zuge des Projekts wurde der Wasserstoff dann mit Gaschromatographen und standardisierten Analyse-Methoden auf Verunreinigungen untersucht. Mittels Wischtest wurden die Feststoffablagerungen in den Rohren analysiert und ihre Zusammensetzung bestimmt. Diese können von Odoriermitteln, von Rückständen (z.B. aus Gastrocknungsanlagen) oder von Verdichterölen stammen.

Ergebnis: Qualität Grade A sicher erreichbar

Die Ergebnisse der HyGrid Pilot Study, in der die spezifischen Rahmenbedingungen in Österreich berücksichtigt sind, tragen wesentlich zu einer erfolgreichen Umwidmung von Erdgasinfrastruktur für den Transport von reinem Wasserstoff bei. Die von HyCentA Research und DBI Gas- und Umwelttechnik kooperativ durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass für gasförmigen Wasserstoff die Qualität Grade A nach ISO 14687:2019 mit der geforderten Reinheit von 98 % im realen Betrieb sicher erreicht werden kann. Damit wäre der Einsatz in Verbrennungsmotoren im Verkehrssektor oder in Verbrennungsgeräten im häuslichen und gewerblichen Bereich wie Heizkesseln möglich. Um die Qualität Grade D für den Betrieb von Brennstoffzellen zu erreichen, ist jedoch eine weitere Aufreinigung erforderlich.

Rückstände müssen entfernt werden

Die Verunreinigung des Wasserstoffs wird hauptsächlich durch Feststoffablagerungen an den Innenwänden verursacht. Hauptbestandteile der eingetragenen Verunreinigungen sind verschiedene Kohlenwasserstoffe sowie Rückstände im Spurenbereich aller Odoriermittel aus dem vorangegangenen Erdgasbetrieb. Auch Spuren von Schwefelverbindungen wurden gefunden, die in geringsten Konzentrationen natürlicher Bestandteil von Erdgas sind und im Rohr abgelagert wurden. Derartige Schwefelverbindungen führen in geringen Konzentrationen zu irreversiblen Schäden in Brennstoffzellen. In einem Fall wurden sogar Ammoniak-Rückstände nachgewiesen, die noch aus der Zeit der Versorgung mit Stadtgas stammen könnten.

Alle diese Verunreinigungen müssen vor der Umrüstung auf Wasserstofftransport so weit wie möglich ent-



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Die Qualität des Wasserstoffs ist der Schlüssel zur breiten Verwert- und Vermarktbarkeit. Gleichzeitig ist der Transport in gebrauchten Leitungen der ökonomischste. Im Rahmen der HyGrid Pilot Study wurden erstmalig grundlegende Fragen zur erreichbaren Wasserstoffqualität im gebrauchten Leitungsnetz beantwortet und relevante Einflussfaktoren identifiziert. Darauf basierend konnten geeignete Maßnahmen für die Umwidmung abgeleitet und Reinigungsverfahren entwickelt werden.“

Die Ergebnisse sind von europäischer Relevanz und beschleunigen die Errichtung der European Hydrogen Backbone direkt. Hier war die ÖVGW Innovationstreiber und Wegbereiter für das paneuropäische Wasserstoffnetz.“

Thomas Stöhr, HyCentA Research

Facts und wesentliche Erkenntnisse

Aus dem Fazit der Studie:

- Bei der Untersuchung wurden Konzentrationserhöhungen im Bereich von vier bis einige hundert ppb festgestellt. Die Autoren leiten davon ab, dass im Realbetrieb eine Wasserstoffqualität Grade A sicher erreicht werden kann. Hinsichtlich der Wasserstoffqualität Grade D kann davon nicht ausgegangen werden.
- Die Spülung mit Stickstoff zeigte sich sehr effektiv, um das Desorbieren von Verunreinigungen in den Wasserstoff zu verhindern. Für die tatsächliche Umwidmung bedeutet das, dass eine vorangehende Spülung zu einer deutlich höheren Wasserstoffqualität führen wird. Eine solche Inertisierung ist vor der Beaufschlagung mit Wasserstoff ohnehin notwendig.
- Feststoffablagerungen im Rohr tragen signifikant zur Verunreinigung des H₂ bei und sollten vor der Umstellung bestmöglich entfernt werden. Wischttests haben gezeigt, dass diese aus Sand, Rost und Schwefelverbindungen bestehen, an denen sich weitere Verunreinigungen, z.B. höhere Kohlenwasserstoffe aus Verdichterölen, Glykole aus Gastrocknungsanlagen oder Schwefelverbindungen anlagerten.
- Hauptbestandteile der eingetragenen Verunreinigungen sind verschiedene Kohlenwasserstoffe.
- Sämtliche Odorstoffe aus dem vorangegangenen Erdgasbetrieb sind im Wasserstoff im Spurenbereich sichtbar.
- Weiters wurden Spuren von H₂S, COS, CS₂ und SO₂ detektiert. Ursache dafür ist vermutlich H₂S: Bei Anwesenheit von H₂S und Wasserstoff kann durch Reaktionskinetik innerhalb der Pipeline COS, CS₂ und SO₂ entstehen. H₂S ist natürlicher Bestandteil von Erdgas. Häufig sind die Konzentrationen aber unter der Detektionsgrenze von Gaschromatographen, die gewöhnlich zur kontinuierlichen Überwachung der Erdgasqualität eingesetzt werden. Ebenso ist bekannt, dass Schwefelkomponenten, wie H₂S, auch in Untergrundspeichern durch mikrobielle Prozesse im Kavernensumpf entstehen können.
- Ammoniak wurde in einer Probe von 1960 detektiert. Es könnte noch aus Stadtgaszeiten stammen, wenn die betroffene Pipeline keine Biogaseinspeisung gesehen hat.
- Die Konzentration flüchtiger Verbindungen nimmt im stehenden Gas zu. Dies betrifft z.B. Reste der Odoriermittel und anderer Schwefelverbindungen. Bei der späteren Fahrweise von auf H₂ umgestellten Gasleitungen ist dieses Phänomen der Messung höherer Konzentrationen störender Verbindungen nach Stillstand zu berücksichtigen.
- Eine kontinuierliche Überwachung der Wasserstoffqualität ist beim Umstellen der Leitung und im Realbetrieb essentiell.
- Es existieren Verfahren, diese Komponenten aus dem Wasserstoff zu entfernen. Dies sind hauptsächlich Adsorptionsverfahren. Allerdings ist die Kapazität der Adsorbentien und ihre Wirksamkeit im hier relevanten Ultraspurenbereich insbesondere bei den Schwefelverbindungen noch zu klären.

fernt werden. Als Methode hierfür wird in der Studie das Spülen mit Stickstoff vorgeschlagen. In einem Versuch hat sich gezeigt, dass Spülen mit Stickstoff sehr effektiv ist, um die Desorption, d.h. das Herauslösen von Verunreinigungen in den Wasserstoff, zu verhindern. Für die tatsächliche Umwidmung bedeutet dies, dass eine vorangehende Spülung zu einer deutlich höheren Wasserstoffqualität führen wird.

Sowohl nach der Umstellung auf Wasserstofftransport als auch für den laufenden Betrieb ist eine kontinuierliche Überwachung der Wasserstoffqualität von größter Bedeutung.

Fortsetzung mit HyGrid²

Die in der HyGrid Pilot Study (2021–2022) gewonnenen Erkenntnisse werden derzeit im Nachfolgeprojekt HyGrid² auf ihre Praxistauglichkeit überprüft. Erstmals in Österreich wird dabei ein Leitungsabschnitt einer bestehenden Erdgasleitung für den Transport von 100%igem Wasserstoff umgewidmet. Im Zuge dieses Forschungsprojektes werden Methoden der Pipelineinspektion und -reinigung erprobt und ihre Auswirkungen auf die Reinheitsgrade des transportierten Wasserstoffs untersucht. (Siehe S. 64f.) ◀

Referenzprojekt (laufend) – HyGrid²

100 % Wasserstoff im Praxistest

Im Versorgungsgebiet der Energienetze Steiermark wird die Wasserstoff-Tauglichkeit umgestellter Erdgas-Infrastruktur erstmals in Österreich an einem „wirklichen“ Leitungsabschnitt untersucht.

Der Bedeutung der bestehenden Gasinfrastruktur für eine künftige Wasserstoffwirtschaft wird in der ÖVGW-Forschungsinitiative vielfach Rechnung getragen, so auch mit dem Projekt HyGrid, in dessen Pilot Study 2021–2022 die diesbezügliche Tauglichkeit österreichischer Gasleitungen untersucht wurde. Damit klimaneutraler Wasserstoff in vielen Bereichen fossile Energieträger ersetzen und so einen wichtigen Beitrag dazu liefern kann, dass in Europa bis 2050 beim Treibhausgasausstoß das angestrebte Netto-Null-Ziel erreicht wird, muss zur kostengünstigen flächendeckenden Versorgung auch auf Leitungen zurückgegriffen werden, die bisher für Erdgas genutzt wurden. Das von der European Hydrogen-Backbone-Initiative erarbeitete Umsetzungskonzept für die Wasserstoff-Pipeline-Infrastruktur stützt sich ebenfalls weitgehend auf umgewidmete Erdgas-Hochdruckleitungen.

Vom Labor in die Praxis: Umwidmung einer bestehenden Gasleitung für den Wasserstoff-Transport

Seit Oktober 2022 führt nun das von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) unterstützte Projekt HyGrid² weitere Untersuchungen durch, um den Transport von reinem Wasserstoff in gebrauchter Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen. Ein Konsortium aus ÖVGW, Forschungseinrichtungen sowie dem Industriedienstleister Bilfinger will unter Leitung der Energienetze Steiermark GmbH bis 2025 mit den aus HyGrid² gewonnenen Erkenntnissen noch offene Fragen beantworten, um eine zukünftige Umwidmung zu ermöglichen. Hierzu zählen die Inspektion und Reinigung der

DAS PROJEKT

Anlass: Für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes wird – als kosteneffizienteste Lösung zur flächendeckenden Versorgung – neben dem Leitungsneubau auch die Umstellung von bestehenden Gas-Pipelines anvisiert.

Fragestellung und Forschungsauftrag: Zu Forschungszwecken wird erstmals eine österreichische Erdgasleitung umgestellt, um reinen Wasserstoff zu transportieren. Die Erkenntnisse sollen allen Netzbetreibern eine künftige Umstellung ihrer Gasleitungen erleichtern bzw. ermöglichen. Der Bau einer Demonstrationsanlage und die Entwicklung eines Handbuchs unterstützen die European Hydrogen-Backbone-Initiative.

Pipelines, die Qualität des transportierten Wasserstoffs, die anwendungsorientierte Aufreinigung sowie die H₂-Verträglichkeit der verwendeten Einzelkomponenten und Materialien.

Im Zuge des Projektes wird erstmals in Österreich ein Erdgasleitungsabschnitt für den Transport von Wasserstoff umgewidmet. Er befindet sich im Netzgebiet der Energienetze Steiermark und wird gemeinsam mit der österreichischen Bilfinger-Tochtergesellschaft Bilfinger Industrial Services GmbH zu einer Demonstrationsanlage ausgebaut. Die ehemalige Erdgasleitung aus Stahl wird mit reinem Wasserstoff unter realen Bedingungen betrieben, um Erkenntnisse für die Praxis zu gewinnen.



PROJEKT: HyGrid²

FORSCHUNGSAUFRAG: Umwidmung einer bestehenden Erdgasleitung für 100%igen Wasserstoff sowie Bau einer Demonstratoranlage zum Testen verschiedenster Technologien und zur Gewinnung neuer Erkenntnisse

PROJEKTPARTNER: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (Dr. Baumann); HyCentA Research GmbH (Dr. Stöhr); Materials Center Leoben (Dr. Marsoner); Montanuniversität Leoben (Ao.Univ.-Prof. Dr. Mori); WIVA P&G (DI Matzer)

LAUFZEIT: 2022–2025

STATUS: In Bearbeitung



Im Zuge von HyGrid² wird der erste österreichische Erdgas-Stahlleitungsabschnitt im Netzgebiet der Energienetze Steiermark für den Wasserstofftransport umgewidmet.

Herausforderungen

Ein Problem bei der Umstellung liegt in den Anforderungen an die Reinheit der Rohrleitungen. Bei Erdgasleitungen, die auf Wasserstoffleitungen „repurposed“, also umgewidmet, werden, ist die vorherige Nutzung relevant und hat Einfluss auf die Qualität des Wasserstoffs. Bereits in der Pilotstudie HyGrid wurde untersucht, welche Verunreinigungen im Wasserstoff dabei auftreten können. Für das Pipeline-Umnutzungsprojekt HyGrid² trifft auch zu, dass der Netzabschnitt mit odorisiertem, also mit geruchsintensiven Substanzen versetztem Gas betrieben wurde. (In Österreich, aber auch in anderen Ländern wie Deutschland, Frankreich und Norwegen, wird das nahezu geruchslose Erdgas beim Eintritt in das Gasverteilnetz mit Verbindungen auf beispielsweise Schwefelbasis odorisiert, um einen unbeabsichtigten Gasaustritt frühzeitig erkennbar zu machen.) Im Rahmen von HyGrid² sind somit Untersuchungen zum Einfluss der odorierten Pipeline auf die transportierbare Wasserstoffgasqualität für den Betrieb von umfunktionierten Pipelines unerlässlich.

Eine weitere Herausforderung stellt die Werkstofftauglichkeit der vorhandenen Infrastruktur für den Wasserstofftransport dar. Hier kann es zu einer so genannten „Wasserstoffversprödung“, also einer Diffusion von Wasserstoff in der Mikrostruktur von Metallrohren kommen. Diese kann mit der Zeit zu einer Schädigung der Leitungen und damit zu Leckagebildungen führen. Bilfinger wird den Pipelinedemonstrator nut-

zen, um die vorhandene Erdgasinfrastruktur anhand verschiedener zerstörungsfreier Prüfverfahren auf die Tauglichkeit für den Wasserstofftransport zu testen und gegebenenfalls zu modifizieren.

Handbuch für die erfolgreiche Umstellung

Die gewonnenen Erkenntnisse aus HyGrid² werden natürlich in die Regelwerksarbeit der ÖVGW einfließen. Im Rahmen des Projekts wird aber auch auf Basis der Ergebnisse des Pipeline-Demonstrators ein Handbuch für die erfolgreiche Umwidmung von Erdgasleitungen erstellt werden. Dieses soll die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen abdecken und den aktuellen Stand der Wissenschaft sowie die regulatorischen Anforderungen und organisatorischen Abläufe beinhalten. Das Handbuch soll als Leitfaden dienen und auf diese Weise zukünftig Umwidmungen von Erdgasleitungen für den H₂-Transport beschleunigen, so dass grüner Wasserstoff das ihm zugesprochene Potenzial für eine zu 100 % nachhaltige Energieversorgung verwirklichen kann. ◀



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Zur Wasserstoff-Tauglichkeit von ehemaligen Erdgasleitungen gibt es bereits viele Laboruntersuchungen. Aber nun wollen wir einen wichtigen Schritt in Richtung Umsetzung machen, und zwar indem wir es bei einer „richtigen“ Leitung probieren.“

Wir fokussieren uns auf die Schweißnähte, weil es Hinweise gibt, dass hier am ehesten Wasserstoffversprödungen auftreten könnten. Aber es ist etwa auch zu untersuchen, unter welchen Betriebsparametern Versprödungen auftreten. Wasserstoff wird aller Voraussicht nach mit etwas geringeren Drücken als Erdgas transportiert werden, das bedeutet auch eine geringere Belastung für das Material und somit auch eine geringere Empfindlichkeit gegenüber Wasserstoffversprödung. Eigentlich spricht nichts gegen den Transport in Erdgasleitungen, aber das muss wissenschaftlich geprüft werden, damit es später keine Probleme gibt“

Stefan Fink, *Energienetze Steiermark*

Referenzprojekt (laufend) – Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen

Ein Nachschlagewerk für Wasserstoff

Das Forschungsinstitut DBI erhebt den Wissenstand zur Eignung von Produkten der Zulieferindustrie für reinen Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgasgemische und erstellt ein laufend aktualisiertes Kompendium. Die ÖVGW ist seit 2019 an dem Vorhaben beteiligt.

Das Potenzial von Wasserstoff als Energieträger ist seit Jahrzehnten bekannt und es gibt auch bereits Erfahrungen mit dem leitungsgebundenen Transport von reinem Wasserstoff und von wasserstoffreichen Gasen. Erfahrungen zu letzterem hat man sogar in der öffentlichen Gasversorgung gesammelt. So wurde in Österreich bis zur Erdgas-Umstellung in den 1970er-Jahren mit dem Stadtgas ein wasserstoffreiches Gas – im Gaswerk Simmering beispielsweise mit einem Wasserstoffanteil von mehr als 50 % – erzeugt und über die Gasnetze zur Nutzung an die Endverbraucher geliefert. Soll nun der Wasserstoffanteil im Erdgas erhöht oder eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff vollzogen werden, so ist dennoch genau zu prüfen, ob alle Komponenten der bestehenden, auf Erdgas ausgelegten Infrastruktur auch bei veränderten Gasqualitäten einwandfrei funktionieren.

Das Kompendium

Das DBI, eine Forschungseinrichtung des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), wurde von Unternehmen der Gaswirtschaft – auch aus Österreich – beauftragt, ein Nachschlagewerk zu erstellen, das den jeweils aktuellen Wissensstand über die Verträglichkeit der von den Unternehmen betriebenen oder hergestellten Produkte mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen sowie reinem Wasserstoff wiedergibt. Die Arbeiten an diesem „Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen“ haben 2017 begonnen, ab 2019 kooperiert auch die ÖVGW mit dem DBI im Rahmen ihres Forschungs-

DAS PROJEKT

Anlass: Bei Einsatz von reinem Wasserstoff oder Wasserstoff-Erdgas-Gemischen müssen alle Komponenten der Gasinfrastruktur trotz der veränderten Gasqualitäten funktionstüchtig sein.

Forschungsauftrag: Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetzbestandteile mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis zu 100 % und Erstellung von Steckbriefen zur Wasserstoffverträglichkeit der eingesetzten Materialien und Produkte.

Ergebnis: Das erarbeitete Kompendium ist ein Nachschlagewerk mit gesicherten Erkenntnissen zur Wasserstofftoleranz der Materialien und Produkte und gibt den Netzbetreibern, die diese Komponenten verbauen, Investitionssicherheit.

programms Grünes Gas. Durch diese Beteiligung kann die ÖVGW von bereits vorhandenen Erkenntnissen profitieren und auf zukünftige Ergebnisse zugreifen.

Das Kompendium ist 2019 erschienen. Es besteht aus zwei Teilen. Teil A fasst den Stand des Wissens zur Wasserstoffverträglichkeit von Werkstoffen und Netzkomponenten zusammen. In Teil B wird die Verträglichkeit konkreter Produkte ermittelt. Dazu wurden die Hersteller kontaktiert und um eine Stellungnahme zur Wasserstoffverträglichkeit ihrer Produkte, insbesondere der Rohre, gebeten. (Je nach Rohrwerkstoff und Wasser-

PROJEKT: Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen

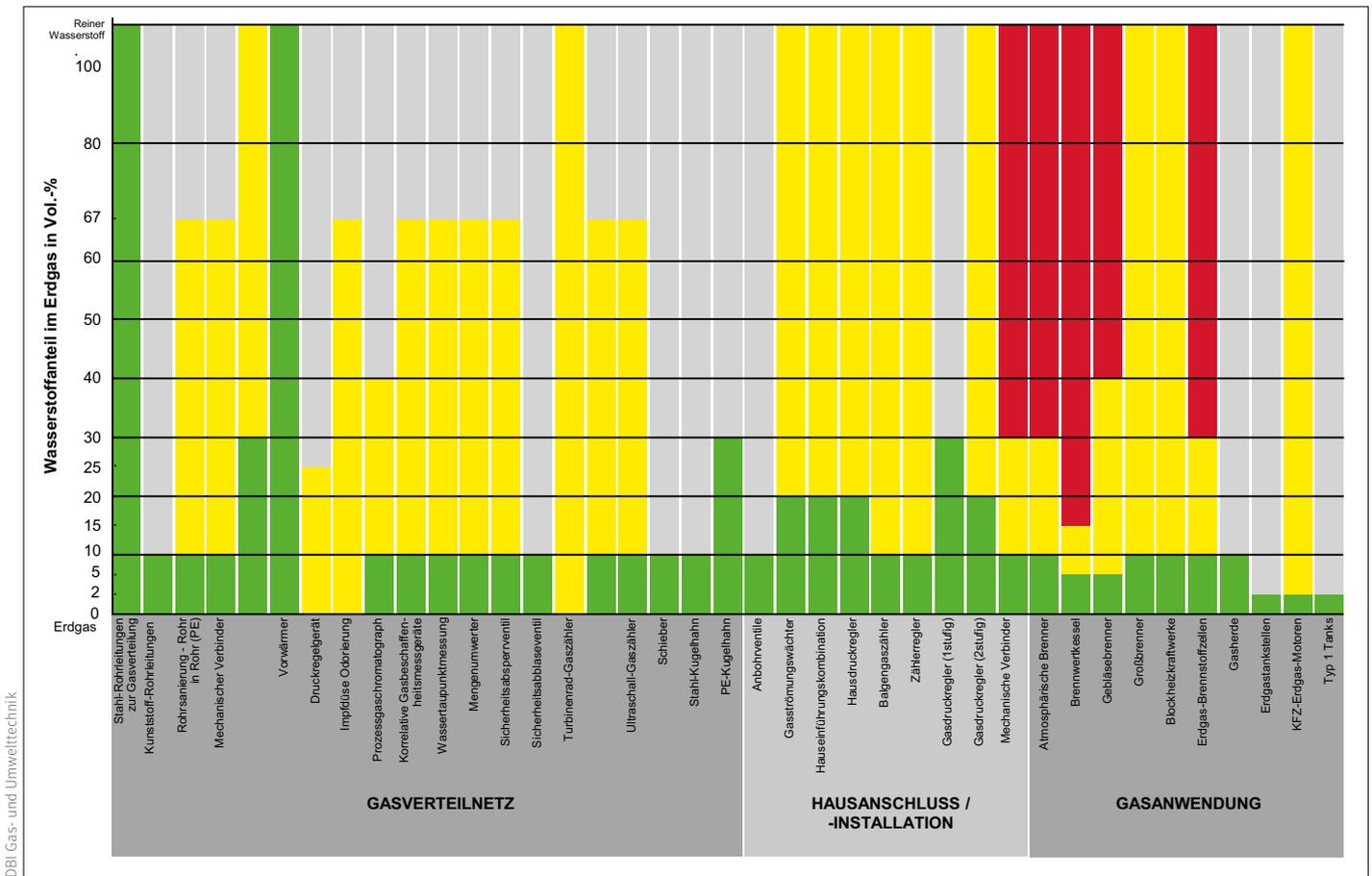
FORSCHUNGSauftrag: Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetzbestandteile mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis zu 100 %

PROJEKTPARTNER: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DI (FH) Gert Müller-Syring)

LAUFZEIT: 2017ff. (mit Beteiligung der ÖVGW 2019ff.)

STATUS: Kompendium Teil A abgeschlossen; Kompendium Teil B abgeschlossen.

Das Projekt wird fortgeführt.



DBI Gas- und Umwelttechnik

Übersicht der technischen Wasserstofftoleranz – relevante Bereiche

Die Abbildung zeigt die zusammenfassenden Ergebnisse der in Teil A ermittelten Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten.

stoffanteil ergeben sich unterschiedliche Anforderungen. So ist z.B. bei Stahlrohren besonders auf die Versprödung, bei Kunststoffrohren auf die Durchlässigkeit des Materials zu achten.) ÖVGW-Bereichleiter Bernhard Pichler: „Das Kompendium ist als zentrales Nachschlagewerk eine Quelle mit gesicherten Erkenntnissen über die Wasserstofftoleranz der Gasinfrastruktur im Gasverteilnetz einschließlich der angeschlossenen Verbraucher. Das Dokument hat den Charakter einer gutachterlichen Stellungnahme.“

Teil A – Erkenntnisse

Mit dem Kompendium sind die werkstoffseitigen Fragen zur Wasserstoffverträglichkeit des Gasversorgungsnetzes und der angeschlossenen Gasverbraucher in den relevanten Druck- und Temperaturbereichen weitgehend

geklärt. Alle untersuchten erdgasbeständigen Kunststoffe und Dichtungswerkstoffe sind auch gegenüber Wasserstoff beständig. Die Beständigkeit wird auch für Gemische aus Erdgas und Wasserstoff angenommen. Die Permeation, bei der geringe Anteile von Gasen (Methan, Wasserstoff usw.) durch die Rohrwand und durch Gummi- und Kunststoffdichtungen dringen, ist weder sicherheitstechnisch noch wirtschaftlich kritisch. Bei Stählen und anderen metallischen Werkstoffen muss unterschieden werden: Kohlenstoffstähle, austenitische Stähle, niedrig legierte Stähle sowie Nickel, Aluminium und Kupfer sind gut geeignet, hochfeste Stähle (> 800 MPa) weniger. Konventionelle Stähle im Gasnetz können eingesetzt werden, jedoch sind möglicherweise Anpassungen der Betriebsbedingungen erforderlich. Für Hausanschlüsse und -installationen zeigt das Forschungsprojekt, dass eine Wasserstoffbeimischung

DBI-Kompodium Wasserstoff in Gasverteilnetzen

Aufbau der Komponenten-Steckbriefe in Teil B und Beispiel für einen Gasdruckregler (Ausschnitt)

The image shows a technical data sheet for a gas pressure regulator. Callouts point to the following sections:

- Steckbrief-Titel:** The top header area containing the product name and company logo.
- Präambel:** The introductory text block.
- Balkendiagramm:** A bar chart showing hydrogen concentration ranges for different components (Material, Funktion, Regelwerk).
- Legende:** A legend explaining the color coding in the bar chart: green for 'Ohne Anpassungen möglich', yellow for 'Prinzipiell möglich, Einzelfallbetrachtung bzw. Anpassung vorausgesetzt', red for 'Nicht möglich', and grey for 'Derzeit keine Aussage möglich'.
- Ansprechpartner:** Contact information for a specific person.
- Steckbrief-Seite:** The overall page layout.
- Fußzeile:** The footer area with publication details.
- Stand:** The current status of the information.

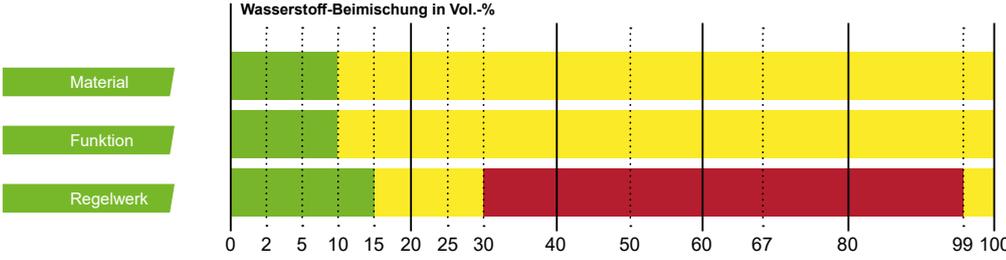


Gasdruckregler (einstufig)

Komponenten-Steckbrief

Einstufiges Gerät zur Regelung eines definierten Gasdruckes beim Endkunden. Der Druck auf der Eingangs- und Ausgangsseite des Reglers wirkt auf eine federbelastete Membran, die mechanisch mit einem Ventil gekoppelt ist. Durch niederdruckseitige Druckänderungen wird das Ventil geschlossen bzw. geöffnet.

Wasserstoff-Beimischung in Vol.-%



Legende: Möglichkeiten der Wasserstoff-Beimischung zum Erdgas

- Ohne Anpassungen möglich
- Prinzipiell möglich, Einzelfallbetrachtung bzw. Anpassung vorausgesetzt
- Nicht möglich
- Derzeit keine Aussage möglich

Die Bewertungen sind ausschließlich anhand zitierfähiger Quellen mit direktem Untersuchungsgegenstand getroffen worden. Die tatsächliche Wasserstoff-Toleranz kann deutlich höher sein.

von bis zu 20 Vol.-% technisch möglich ist. Im Bereich der Gasanwendung sind gute Werkstoffbeständigkeiten für Wasserstoffkonzentrationen über 30 Vol.-% nachgewiesen.

Aus Sicht der Autoren des Kompendiums ist eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 30 Vol.-% in der Gasinfrastruktur mit geringen Transformationskosten verbunden. Dabei ist es bei einer Beimischung in diesem Ausmaß hinsichtlich der Treibhausgasminde- rung nahezu unerheblich, ob der Wasserstoff aus Power-to-Gas mit erneuerbarem Strom oder aus Erdgasdampf- reformierung mit Carbon Capture and Storage (CCS) ge- wonnen wird.

Grundsätzlich ist das technisch-physikalische Funkti- onsprinzip der meisten Komponenten im Gasvertei- lnetz gasartunabhängig, so dass sie sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff und deren Gemischen betrie- ben werden können. Ausnahmen bilden Messgeräte zur Mengen- und Gasbeschaffenheitsmessung, wie z.B. Prozessgaschromatographen, die empfindlich auf Gas- eigenschaften wie Dichte oder Viskosität reagieren. In Forschungsprojekten wurden hauptsächlich Wasser- stoffbeimischungen bis zu 10 % und in einigen Fällen bis maximal 25/30 % untersucht. Die tatsächliche Was- serstofftoleranz einzelner Komponenten, wie z.B. me- chanischer Steckverbinder, liegt wahrscheinlich hö- her als bisher nachgewiesen. Hier fehlen jedoch Tester- gebnisse und Erfahrungswerte, auf die zurückgegriffen werden kann.

Die Funktionalität der Gasanwendungskomponen- ten hängt stark vom Brennwert, der relativen Dichte bzw. der daraus abgeleiteten Wobbezahl ab. In Privat- haushalten funktionieren die betrachteten Komponen- ten bis maximal 10 % Wasserstoff im Erdgas. Gebläse- und Großbrenner arbeiten bis 10 % Wasserstoffanteil in der Regel störungsfrei, teilweise sind jedoch Modifi- kationen in der Mess- und Regeltechnik oder der Bren- nersteuerung erforderlich. Bei Wasserstoffkonzentrationen zwischen 10 und 30 % sind Überprüfungen und ggf. Modifikationen von Komponenten der Gasanwen- dung erforderlich, einschließlich mechanischer Ände- rungen wie z.B. Austausch von Düsen.

Bei der Bewertung der Wasserstoffverträglichkeit im Kompendium wird nicht zwischen konstanten und va- riablen Wasserstoffanteilen im Gasgemisch unter- schieden. Neben dem maximal zulässigen Wasserstoffanteil in Volumenprozent sind jedoch auch die maximalen Schwankungsbreiten und Änderungsraten relevant.

EIN WORT ZUM PROJEKT



„Die bereits in der Vergangenheit gewonnenen Inhalte, aber auch die Inhalte aus dem letzten Projektjahr des H₂-Kompendiums finden eine breite Anwendung unter den Projekt- partnern. Darüber hinaus fließen die Messergebnisse der aktu- ellen Untersuchungen von Atmungsventilen direkt in die Regel- werksarbeit mit ein. So soll beispielsweise im CEN/TC 235 eine Be- wertung der Ergebnisse stattfinden und darauf aufbauend Hand- lungsempfehlungen formuliert werden.“

Des Weiteren wurden im letzten Projektjahr Erkenntnisse, wie die grundsätzliche Eignung von üblichen Lecksuchsprays für Wasser- stoff, erzielt. Weiterhin konnten umfangreiche Versuche zur Dicht- heit von Absperrarmaturen durchgeführt werden, die einerseits bisherige Annahmen zur H₂-Tauglichkeit bestätigten und anderer- seits weiterführende Forschungsaktivitäten ermöglichen.

Das H₂-Kompendium leistet somit sowohl auf normativer als auch auf betrieblicher Ebene einen Beitrag zur Schließung offener Fra- gen bei der Umstellung auf Wasserstoff. Zusätzlich werden die Er- gebnisse aus den Folgeaktivitäten des H₂-Kompendiums stets in der verifHy-Datenbank (auf Komponentenebene) berücksichtigt.“

Christopher Knorr, DBI Gas- und Umwelttechnik

Teil B: Steckbriefe für Produkte

Die Wasserstofftoleranz der Gasinfrastruktur wird an- hand von Komponenten, Materialien und Systemaspek- ten betrachtet. Hierzu wählte man jeweils die Form der Technologie-Steckbriefe. Sie wurden so knapp wie möglich, jedoch so ausführlich wie nötig umgesetzt, sind herauslösbar und sollen auch alleinstehend aussa- gekräftig sein. Insofern stehen die einzelnen Techno- logie-Steckbriefe separat als gutachterliche Stellungnah- me für die betrachteten Komponenten, Materialien oder Systemaspekte.

Die Steckbriefe geben die Materialbeständigkeiten für Erdgas, Erdgas-Wasserstoff-Gemische und reinen Wasserstoff für die im Gasverteilstrom üblichen Druck- und Temperaturbereiche an. Die Angaben wurden auf Basis von Beständigkeitstabelle, technischen Regeln und Fachliteratur zusammengestellt. Aktuell sind be- reits über 100 Produkte untersucht, darunter 10 von der

ÖVGW eingemeldet. Das Projekt ist grundsätzlich auf Weiterführung ausgerichtet. Ziel ist die Schaffung eines umfangreichen Pools konkreter Produktsteckbriefe und – als letzter Schritt – die Hersteller-Erklärung, dass ein bestimmtes Produkt für einen bestimmten Wasserstoff-Anteil geeignet ist. Damit erhalten die Netzbetreiber, die diese Komponenten verbauen, Investitionssicherheit. Bei der Auswahl der aufgenommenen Produkte wird darauf geachtet, dass diese auch noch im Jahr 2030 und später im Einsatz sind. In der Projektgruppe sind auch österreichische Rohrerhersteller vertreten.

Weitere Untersuchungen zu ausgewählten Themen

Nach Veröffentlichung von Teil A und Teil B folgten weitere Untersuchungen. So wurde etwa eine detaillierte Betrachtung von metallischen Werkstoffen und Dichtungskomponenten auf die Wasserstoffverträglichkeit durchgeführt. Es erfolgte eine Bestandserhebung der Komponenten der Gasinfrastruktur, um die Wasserstoffverträglichkeitsuntersuchung möglichst breit abzudecken. Abgefragt wurden Produkte aus jedem Druckbereich, der Fokus lag aber im Druckbereich ≤ 16 bar. In einer weiteren Umfrage wurden die Betriebsbedingungen und häufig verbauten Werkstoffe von Stahlrohrleitungen durch die Projektpartner erfasst. Dabei konnten über 45 unterschiedliche Materialien identifiziert werden.

Odorierung von Wasserstoff

Erdgas ist von Natur aus geruchlos. Deshalb werden ihm Odoriermittel beigemischt, damit ein Gasaustritt durch den typischen Geruch bemerkt werden kann. Dabei wird zwischen schwefelhaltigen und schwefelfreien unterschieden. Erstere bestehen im Wesentlichen aus organischen Schwefelverbindungen wie Sulfiden und Mercaptanen; das einzige auf dem Markt erhältliche schwefelfreie besteht aus einer Mischung von Methyl- und Ethylacrylat.

Die Untersuchungen haben ergeben, dass bei allen auf dem Markt befindlichen Odoriermitteln, die speziell für Erdgas zugelassen sind, keine Probleme von chemischer Unverträglichkeit mit Wasserstoff bekannt sind. Wasserstoff zeigt keine negativen Wechselwirkungen mit Odoriermitteln. Der Einfluss des Grundgases auf die Geruchsintensität und den Geruchscharakter der Odoriermittel wird als gering eingeschätzt. Nach Herstellerangaben und den Ergebnissen bisheriger theoretischer

und praktischer Untersuchungen bestehen auch keine Einschränkungen in der Anwendbarkeit der verfügbaren Stoffe für die Odorierung von Wasserstoff. Gegenwärtig gibt es jedoch keine eigens für Wasserstoff entwickelten Odoriermittel. Keines der am Markt erhältlichen Odoriermittel ist mit der Technologie von PEM-Brennstoffzellen kompatibel, so dass die Entfernung vor diesen Anwendungen zwingend erforderlich ist.

Innere und äußere Dichtheit von Absperrarmaturen

Verschiedene Absperrarmaturen aus dem Bestand des Erdgasnetzes wurden zur Dichtheitsprüfung an das DBI geliefert. Die innere Dichtheit wurde zunächst mit Stickstoff gemessen und anschließend mit reinem Wasserstoff unter Druck geprüft. Die äußere Dichtheit wurde für verschiedene Drücke mit Wasserstoff (100 Vol.-%) bei einer Raumtemperatur von 18,2 °C bestimmt. Insgesamt wurden 24 Armaturen (Schieber und Kugelhähne) im Alter zwischen 10 und 15 Jahren mit einem maximalen Durchmesser von DN160 untersucht. Die Dichtheitsprüfung erfolgte mittels Lecksuchgerät mit Schnüffelsonde, visuell und/oder durch volumetrische Messung. Es zeigte sich, dass alle verwendeten Kugelhähne sowohl bei minimalem als auch bei maximalem Prüfdruck innen und außen dicht waren.

Nachweis von Wasserstoff-Leckagen mit schaum-bildenden Mitteln

Dazu wurde eine breite Palette von Lecksuchsprays für Erdgas beschafft und auf ihre Eignung zur Erkennung von Wasserstofflecks geprüft. Insgesamt wurden 140 Versuche (Lecksuche mit verschiedenen Sprays) durchgeführt. Unter anderem wurde untersucht, ob es auch bei reinem Wasserstoff zu Blasen- oder Schaumbildung kommt oder ob es zu einer chemischen Reaktion mit dem Wasserstoff oder gar zu einer Zündung führt. Hier gibt es Entwarnung: Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die gängigen Lecksuchsprays für Erdgas auch für Wasserstoff geeignet sind und auch bei niedrigen Temperaturen zuverlässig arbeiten.

Wie geht es mit dem Kompendium weiter? Im laufenden Jahr 2024 werden weitere Untersuchungen durchgeführt. Die Forscher werden dabei Ventile und Gaszähleranschlüsse unter die Lupe nehmen und auch prüfen, ob es kostengünstige Alternativen für die Abdichtung gibt. ◀



Ing. Bernhard Pichler, MSc

leitet seit Oktober 2017 den ÖVGW-Fachbereich Gas. Der Wirtschaftsingenieur trat 2009 als Referent in die ÖVGW ein und ist auch in mehreren nationalen und internationalen Normungsgremien für Gas und Wasserstoff aktiv. Pichler war an der Neustrukturierung des ÖVGW-Regelwerks im Bereich Gas maßgeblich beteiligt und zeichnet in weiterer Folge für den Aufbau des Wasserstoff-Regelwerks verantwortlich.

Grünes Gas – von der Forschung zum betrieblichen Einsatz „Man freut sich, Teil des Transformationsprozesses sein zu können“

In den ersten fünf Jahren wurden im Forschungsprogramm grundsätzliche Fragen rund um den Einsatz von erneuerbaren Gasen geklärt. Nun sollen diese Erkenntnisse in konkreten Projekten umgesetzt werden.

FORUM GWW: Herr Pichler, die Gaswirtschaft betreibt seit fünf Jahren das Forschungsprogramm „Grünes Gas“. Welche Fragen können mittlerweile als geklärt gelten?

Pichler: Wir haben uns in den letzten Jahren sehr intensiv mit den Themen Materialien und Konstruktion beschäftigt, d.h. vor allem mit Materialverträglichkeit oder der Eignung von Armaturen und Einbauteilen. Hier ist der Wissensstand schon sehr hoch, viele Punkte sind geklärt. Die erzielten Ergebnisse werden auch von unseren europäischen Forschungspartnern bestätigt. So entwickeln wir z.B. zusammen mit dem DBI, einem Forschungsinstitut des DVGW, das „Verteilernetz-Kompendium Wasserstoff“, wo die Eignung von Materialien, Armaturen und Betriebsmitteln für Wasserstoff untersucht wird.

Sind also die für die Gasversorgung verwendeten Rohre auch für den Transport von Wasserstoff geeignet?

Ja, wir haben herausgefunden, dass sowohl Stahl- als

auch Polyethylenrohre sehr gut für den Transport von Wasserstoff geeignet sind. Im Zusammenhang mit der Umstellung bestehender Gasleitungen haben wir uns angesehen, welchen Einfluss z.B. Ablagerungen in den Rohren oder Rückstände von Odoriermitteln auf die Qualität des zu transportierenden Wasserstoffs haben. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Wasserstoffreinheit von 98 % im Realbetrieb sicher erreicht werden kann. Für höhere Reinheiten sind zusätzliche Maßnahmen nötig. Wir führen aber noch weitere Untersuchungen zu einzelnen spezifischen Komponenten durch, z.B. bei Stahlrohren die Eignung der Feldbögen für den Wasserstofftransport.

Aber wie gesagt, die meisten Materialfragen sind geklärt, in einem nächsten Schritt befassen wir uns jetzt mit den betrieblichen Aspekten. Wie können Wasserstoffleitungen und -anlagen betrieben werden und wo liegen die Unterschiede zu Erdgas? In den letzten Jahren haben wir uns bereits mit der Eignung von Biogasanlagen bzw. Mög-

lichkeiten für die Biomethanherzeugung und der Aufbereitung von Rohbiogas beschäftigt, nun geht es um die optimale Integration dieser Anlagen in das österreichische Gasnetz und um die Analyse der notwendigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Haben Erkenntnisse aus dem Forschungsprogramm bereits Eingang in das ÖVGW-Regelwerk gefunden?

Die Forschungsergebnisse waren essentiell für die Regelwerkserstellung. Das beginnt mit der ÖVGW-Richtlinie G B210 „Gasbeschaffenheit“, mit der im Jahr 2021 im Verteilernetz die maximale Beimischung von Wasserstoff von 4 % auf 10 % angehoben wurde. Im Vorfeld wurden dazu in Forschungsprojekten die gesamte Wertschöpfungskette betrachtet und die Auswirkungen auf die Netze und Endkundengeräte untersucht. Und gleichzeitig haben wir begonnen ein ÖVGW-Regelwerk für Wasserstoffanwendungen zu erstellen. Auch dabei wurden natürlich die Ergebnisse aus dem Forschungsprogramm berücksichtigt.

Geht es da nur um erneuerbaren Wasserstoff?

Die Farbe des Wasserstoffs – also die Erzeugungsart – spielt aus sicherheitstechnischer Sicht grundsätzlich keine Rolle. Die ÖVGW erstellt technische Regeln, damit man Wasserstoff sicher erzeugen, transportieren und nutzen kann. Das gilt für die Beimischung von Wasserstoff zu Methan genauso wie für reine Wasserstoffanwendungen. Der Fokus liegt aber natürlich auf erneuerbarem Wasserstoff, wie beispielsweise in der Richtlinie H E100 für Wasserstoff-Erzeugungsanlagen.

Wie weit ist man mit der Ausarbeitung dieses Wasserstoffregelwerkes?

Wir wollen bei der Erstellung des Regelwerks für Wasserstoff genauso vorgehen wie bei den Regeln für Gasnetzbetreiber: Wir decken die Bereiche Errichtung, Betrieb und Organisation ab. Hier sind bereits die ersten Regeln veröffentlicht worden. Zusätzlich beschäftigen wir uns noch mit Erzeugungsanlagen und Anwendungen wie beispielsweise Betankungsanlagen. Die ersten Richtlinien haben sich auch schon in der Praxis bewährt, z.B. bei der Errichtung der Wasserstoff-Erzeugungsanlage und -Einspeiseanlage in Wien-Simmering.

Gegenwärtig wird u.a. an der Richtlinie H E210 für die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff gearbeitet. Parallel dazu erfolgt im Rahmen des Forschungsprojektes HyGrid2 erstmals in Österreich die Umwidmung einer bestehenden Erdgasleitung für den Transport von 100 % Wasserstoff. Ziel ist die Gewinnung von Erkenntnissen zu

kritischen Punkten für die Umwidmung (wie z.B. der Wasserstoffreinheit), die Entwicklung innovativer Reinigungsmethoden sowie die Validierung bisheriger Ergebnisse aus Laborversuchen. Die Erkenntnisse aus diesem Projekt werden wiederum in das ÖVGW-Wasserstoffregelwerk integriert werden.

Gibt es bereits ÖVGW-Qualitätsstandards für Produkte, die in der Wasserstoffversorgung eingesetzt werden?

Wir wollen Wasserstoff-Produkte genauso wie Produkte für Methan mit der ÖVGW-Qualitätsmarke auszeichnen, wenn sie alle technischen Anforderungen sowie unsere Vorgaben hinsichtlich Kundendienst und Rechtssicherheit erfüllen. Gegenwärtig widmen sich mehrere Arbeitsgruppen der Erstellung von H₂-Qualitätsstandards für Kunststoff- und Stahlrohre sowie Formteile. Anfang 2025 sollen die ersten veröffentlicht werden, sodass Unternehmen, die Wasserstoffleitungen errichten möchten, beim Erwerb eines Produktes mit ÖVGW-Qualitätsmarke darauf vertrauen können, dass es dem aktuellen Stand der Technik entspricht.

Welche Erkenntnisse wurden im Rahmen des Programms „Green Gas 4 Mobility“ gewonnen?

Wir haben eine Reihe von Projekten durchgeführt und dabei festgestellt, dass Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff großes Potenzial haben, den Treibhausgasausstoß zu reduzieren. Mit Biomethan betriebene Fahrzeuge verursachen schon heute 80 % weniger Emissionen als herkömmliche. Wir haben auch festgestellt, dass für Wasserstofffahrzeuge ein allgemeines Verbot für die Einfahrt in Tiefgaragen aus technischer Sicht nicht gerechtfertigt ist. Für die Dekarbonisierung des Schwerverkehrs bieten sich Bio-CNG bzw. Bio-LNG oder Wasserstoff als zukunftsweisende Technologien an. Hier kann der Einsatz im Verbrennungsmotor direkt oder mittels Brennstoffzellentechnologie erfolgen.

In den ersten fünf Jahren der Forschungsinitiative wurden bereits rund 40 Projekte durchgeführt. Besteht überhaupt noch weiterer Forschungsbedarf?

Ja, und es gibt auch immer mehr Anträge und Anfragen zu Forschungsthemen oder innovativen Entwicklungen. Anfangs haben wir uns vor allem mit allgemeinen Fragen befasst. Jetzt geht es um Fragen, die aus der Umsetzung konkreter Projekte entstehen, welche Details dafür noch zu klären sind. Das macht die Sache natürlich noch interessanter und spannend – und man freut sich, Teil dieses Transformationsprozesses sein zu können.



INDUSTRIE

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG

Von den rund sieben bis acht Milliarden Kubikmetern Erdgas, die zurzeit pro Jahr in Österreich verbraucht werden, geht das mit Abstand größte Stück des „Kuchens“ von über 40 % an den produzierenden Sektor, dessen Bedarf damit deutlich vor dem von Heiz- und Kraftwerken liegt und etwa das Doppelte des Verbrauchs in privaten Haushalten ausmacht. Dazu kommt, dass Gas in vielen industriellen Bereichen kaum zu ersetzen ist. Zu diesen „Hard-to-Abate“-Sektoren gehören etwa Produktionsstandorte für Chemie-Erzeugnisse oder die Stahlindustrie. Daher hat nicht nur die Industrie selbst großes Interesse an den Auswirkungen der Umstellung auf Wasserstoff und andere Grüne Gase. Denn auch Umweltexperten und die Politik sind inzwischen davon überzeugt, dass Wasserstoff im Industriesektor mit Sicherheit zur Anwendung kommen wird beziehungsweise muss, will man die Emissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität auch in diesem Bereich drastisch senken.

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Grids*

In Zusammenarbeit mit der Montanuniversität Leoben wurden 2019 „Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas“ untersucht. Der Schwerpunkt lag auf der Prüfung von Industrieanwendungen mit Brennertechnologien, die empfindlich auf eine veränderte Gasqualität reagieren könnten. Das Projekt begann mit der Erstellung einer „Industrielandkarte“, welche solche Betriebe hervorhebt. Zahlreiche Tests mit einem Glasschmelzofen und einer Gasturbine ergaben, dass mit angepassten Brennern 10 % Wasserstoff oder 20 % Biogas zugemischt werden können – Biomethan auch ohne Anpassung in beliebiger Menge. *Siehe S. 75ff.*

Die „Auswirkungen eines schwankenden Wasserstoffanteils im Erdgas auf die Industrie“ blieben dabei noch unklar, daher waren sie Gegenstand eines Folgeprojekts der Montanuniversität Leoben 2020. Man erkannte, dass Schwankungen des Anteils in einer Bandbreite von bis zu 10 % keine negativen Auswirkungen auf Industriebrenner haben. Bei stär-

keren Schwankungen besteht eine Möglichkeit zum Ausgleich durch Beimischung von Inertgasen – zumindest als Übergangslösung, bis zusätzliche Regelanrichtungen mit einem variablen Wasserstoffanteil umgehen können.

Eine Kooperation mit der Forschung Burgenland GmbH analysierte 2021/22 „Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen als KWK in Gewerbe und Industrie“. Ziel war es, Potenziale für eine dezentrale Wärme- und Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen zu ermitteln. Das Ergebnis: Das Potenzial ist hoch! Mögliche Anwendungen reichen von Krankenhäusern, Wohngebäuden, Industrie- und Gewerbebetrieben bis hin zu Netzstabilisierung und Notstromversorgung. BZ-KWK-Systeme können wesentlich zur Abdeckung der elektrischen und thermischen Grundlast beitragen. Vor allem Hochtemperatursysteme sind für die Auskopplung von Prozesswärme gut einsetzbar – besonders wenn die Lastprofile nicht stark fluktuieren.

Referenzprojekt GF 53 – Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas

Der richtige Mix in der Industrie

Die österreichische Gaswirtschaft befürwortet das Ziel, dass bis zum Jahr 2040 ausschließlich erneuerbare oder klimaneutrale Gase zum Einsatz kommen. Als Zwischenschritt werden Gasmischungen, die Wasserstoff und Methan enthalten, im Gasnetz transportiert. Die ÖVGW-Richtlinie G B210 „Gasbeschaffenheit“ erlaubt bereits seit 2021 eine Wasserstoffbeimischung im Ausmaß von maximal 10 % (davor waren es nur 4 %). Vor Inkrafttreten dieser Bestimmung hat die ÖVGW ein Forscherteam am Lehrstuhl für Thermoproszesstechnik (TPT) der Montanuniversität Leoben damit beauftragt, die verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen im Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffgehalt im Erdgas zu untersuchen. Der Schwerpunkt liegt auf der Gasverwendung in der Industrie.

Gas und Industrie

In einem ersten Schritt wurde eine Industrielandkarte erstellt, die zeigt, welche Betriebe wo in Österreich netzgebundenes Gas als Energieträger nutzen (siehe Abb. S. 76). Es handelt sich dabei vor allem um Unternehmen der Stahlindustrie, Gießereiindustrie, Nichteisenmetallindustrie, Glasindustrie, Stein- und keramische Industrie, Lebensmittelindustrie, Papierindustrie, chemischen und pharmazeutischen Industrie sowie der Energiebranche. Die Regionen, in denen sich diese Betriebe in hoher Dichte befinden, sind die Mur-Mürz-Furche in der Steiermark, das Wiener Becken in Niederösterreich und Wien, die Traun-Ager-Furche in Oberösterreich und das Unterinntal in Tirol. In all diesen Gegenden ist eine

DAS PROJEKT

Anlass: *In der Industrie ist der Einsatz von Gas unverzichtbar und muss auch bei Umstieg auf erneuerbare Gase möglich sein.*

Fragestellung: *Welche verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen ergeben sich beim industriellen Einsatz von Erdgas mit erhöhtem Biogas- und Wasserstoffgehalt, vor allem hinsichtlich Brennertechnologien, die empfindlich auf eine veränderte Gasqualität reagieren?*

Ergebnis: *Biomethan kann dem Erdgas in jedem beliebigen Verhältnis beigemischt werden, Biogas und Wasserstoff nur in beschränkten Mengen, um eine gegebene Ofen-Atmosphäre beizubehalten. Die Zumischgrenzen von Biogas und Wasserstoff sind voneinander abhängig. Erfolgt der Betrieb z.B. mit Erdgas, in dem 4 Vol.-% Wasserstoff enthalten sind, ist es nicht möglich, Biogas ohne Anpassung beizumengen. Aus sicherheitstechnischer Sicht bestehen für die im Projekt definierten Zumischgrenzen von 10 % Wasserstoff und 20 % Biogas keine Bedenken.*

leistungsfähige Gasinfrastruktur vorhanden, die dafür sorgt, dass die industriellen Prozesse ohne Unterbrechung oder Beeinträchtigung der Qualität ablaufen.

Grundsätzlich lassen sich in der Industrie zwei verschiedene Anwendungen von Gas unterscheiden: Am häufigsten wird Gas als Heizmedium in Erwärmungsprozessen eingesetzt, beispielsweise bei der Wärmebe-

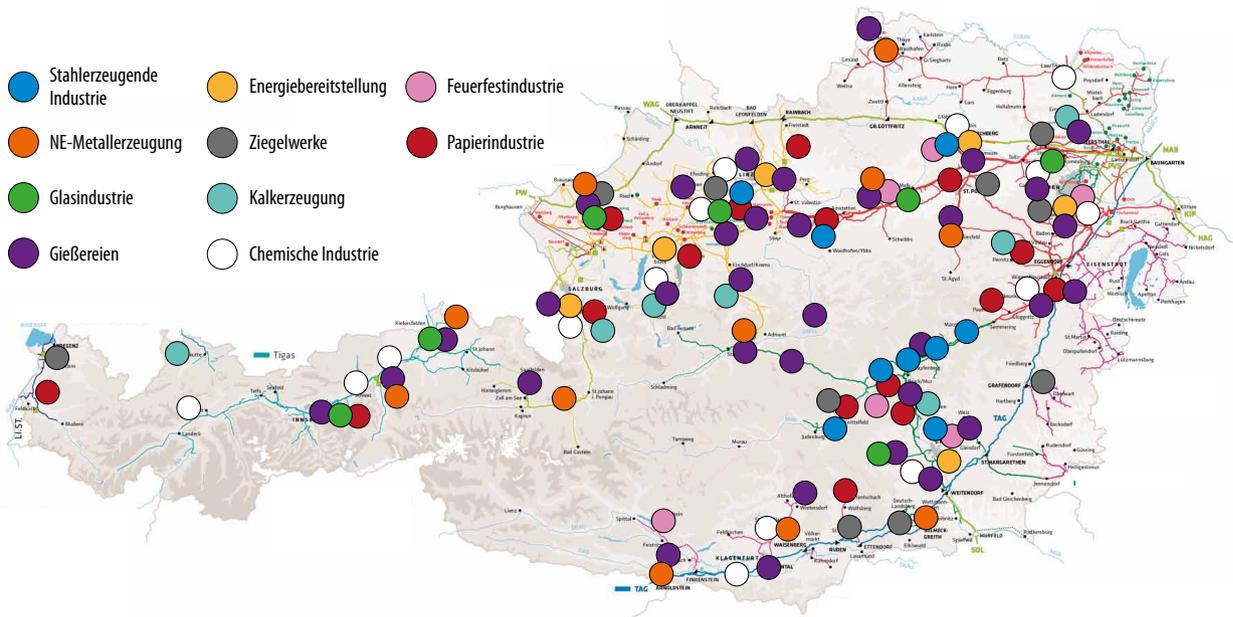
PROJEKT: Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas

FORSCHUNGSauftrag: Untersuchung der verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen beim industriellen Einsatz von Erdgas mit erhöhtem Biogas- und Wasserstoffgehalt

PROJEKTPARTNER: Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoproszesstechnik (Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Harald Raupenstrauch)

LAUFZEIT: 2019

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 53



ÖVGW GF 53

Industrielandkarte Österreichs

Betriebe mit hohem Gasbedarf befinden sich vor allem in der Mur-Mürz-Furche in der Steiermark, im Wiener Becken in Niederösterreich und Wien, in der Traun-Ager-Furche in Oberösterreich und im Unterinntal in Tirol.

handlung von Stahl oder in der Glaserzeugung. Daneben sind für viele Produktionsprozesse die chemischen Eigenschaften von Erdgas interessant. In der chemischen und petrochemischen Industrie etwa wird Erdgas als Ausgangsmaterial für die Erzeugung von Ammoniak oder die Umwandlung in flüssige Treibstoffe eingesetzt. Da sich das Forschungsprojekt mit den Auswirkungen der Gaszusammensetzung auf verschiedene Brenner-technologien beschäftigt, beschränkte sich die Untersuchung auf die Anwendung von Gas als Energieträger.

Biogas: keine Schäden an Industrieöfen und Turbinen

Im Gegensatz zu Biomethan, das chemisch identisch mit Erdgas ist, weist Biogas einen geringeren Methan-gehalt auf. Wird der Biogasanteil im Erdgas erhöht (z.B. durch eine Beimischung aus unternehmenseigener Erzeugung), könnten die im Biogas enthaltenen höheren Anteile an Kohlendioxid, Schwefelverbindungen und Wasserdampf die Korrosion von Anlagenteilen begünstigen oder die ablaufenden industriellen Prozesse beeinträchtigen. Deshalb ist es wichtig, Biogas zu Biomethan aufzubereiten, also die Begleitstoffe weitgehend abzutrennen. Nur so kann der Anteil von in Biogasanlagen erzeugtem Gas im Erdgasnetz erhöht werden.

An den Beispielen eines Glasschmelzofens und einer Mikrogasturbine wurden die Auswirkungen einer Beimischung von Biogas zu Erdgas untersucht. Bei dem empfindlichen Glasschmelzprozess konnten nach einem Testzeitraum von sechs Monaten keine nachteiligen Auswirkungen auf den Prozess und die Feuerfestauskleidung durch das beigemengte Biogas festgestellt werden. Das lässt den Rückschluss zu, dass bei anderen Industrieöfen in anderen Sparten ebenfalls keine Probleme bezüglich der Feuerfestauskleidung auftreten.

Auch bei Tests mit einer teilweise biogas-betriebenen Gasturbine konnten keine negativen oder korrosiven Auswirkungen von Biogas auf Turbine, Rekupe-rator und Brennkammer gefunden werden. Durch kleine Anpassungen am Verbrennungssystem, z.B. an den Einspritzventilen und den Brennstoffleitungen, konnte eine konstante elektrische Leistung geliefert werden. Allerdings sinkt der Wirkungsgrad der Gasturbine, da aufgrund des verminderten Heizwerts ein höherer Brennstoffmassenstrom eingestellt werden musste.

Wasserstoff: mehr als 10 % möglich

Wasserstoff hat andere Flammeneigenschaften als Erdgas: Die Flamme ist heißer und brennt schneller. Wird

eine Gasturbine mit mehr Wasserstoff betrieben, kann das zu instabilen Flammen und dadurch zu Druckwellenpulsation in der Brennkammer führen. Die Turbine würde mechanisch mehr belastet und dadurch die Betriebssicherheit beeinträchtigt werden.

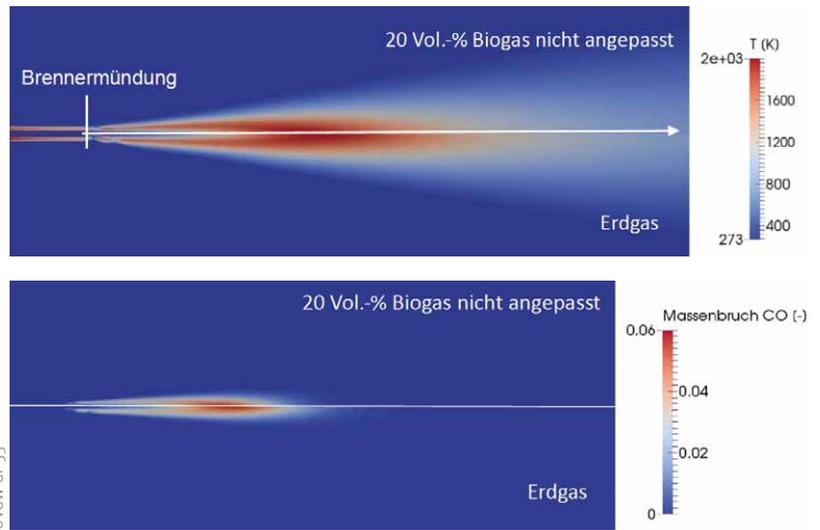
In Versuchen des Gas- und Wärme-Instituts Essen (GWI) konnten verschiedene in der Industrie eingesetzte Brenner mit einem Wasserstoffanteil von bis zu 50 % sicher betrieben werden. Seit 2012 bietet Siemens seine Standardbrenner für Gasturbinen mit einer Wasserstofftoleranz von 15 % an, und im Kraftwerk Wien-Donaustadt wurden im Vorjahr an einer adaptierten Siemens-Turbine auch erfolgreiche Tests mit einer H₂-Beimischung von 15 % durchgeführt. Beim Umbau wurden unter anderem verbesserte Turbinenschaufeln, ein neues Verbrennungssystem, ein Heizgasanalysegerät und eine neue Leittechnik eingebaut sowie die Brennkammer optimiert. Siemens forscht bereits an Gasturbinen, die mit einem Wasserstoffanteil von bis zu 45 % betrieben werden können.

Wird Wasserstoff dem Erdgas beigemischt, zeigen Studien¹, dass auch ein Wasserstoffgehalt von 17 Vol.-% – also mehr als die derzeit laut ÖVGW-Regelwerk maximal zulässigen 10 Vol.-% – keine negativen Auswirkungen auf die Erdgasinfrastruktur und Endverbraucher-Geräte hat.

H₂ macht die Flamme schneller – Biogas bremst sie

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde auch untersucht, wie sich die Beimischung von erneuerbaren Gasen auf den Verbrennungsvorgang auswirkt. Dabei wurde festgestellt, dass die Verbrennung von Erdgas mit Wasserstoff und Biogas weniger Sauerstoff benötigt. Die Studie kommt zur Erkenntnis, dass man ohne Veränderungen am Brenner, also z.B. eine Anpassung der Verbrennungsluftmenge, dem Erdgas 4 % Wasserstoff und 9 % Biogas beimischen kann.

Eine Anpassung der Verbrennungsluftmenge führt zu einer Veränderung der limitierenden Größe, der laminaren Flammgeschwindigkeit. Diese gibt die Geschwindigkeit an, mit der sich die Flammenfront bewegt. Die Geschwindigkeit steigt mit zunehmendem Wasserstoffgehalt, was zu einer kürzeren Flamme führt. Bei zunehmendem Biogasanteil wiederum sinkt die la-



Einfluss alternativer Gasmischungen auf eine Brennerflamme

Vergleich Erdgas und 20 % Biogas ohne Anpassung an den Sauerstoffbedarf: Temperaturprofil (oben) und Massenbruch an Kohlenmonoxid (unten) am Beispiel der Sandia Flamme D (einer speziellen im industriellen Bereich eingesetzten Brennerflamme)

minare Flammgeschwindigkeit und es bildet sich eine längere Flamme aus. Für spezielle Wärmebehandlungsprozesse ist allerdings eine Änderung der Flammenlänge von maximal 9 % nach oben oder unten tolerierbar. In der Studie wurde die Zumischgrenze für an den geänderten Verbrennungsluftbedarf angepasste Brenner bei Wasserstoff mit 10 % und bei Biogas mit 20 % festgelegt. Die gleichen Untersuchungen wurden auch für Biomethan durchgeführt. Ergebnis: Aufgrund des hohen Methangehalts von über 90 % kann Biomethan in jeder beliebigen Konzentration dem Erdgas beigemischt werden.

Die am GWI durchgeführten Simulationen zeigen, dass die Maximaltemperaturen in der Flamme durch das Beimischen von Wasserstoff angehoben und durch das Beimischen von Biogas gesenkt werden. Die abgegebene Wärme wird ohne Anpassung der Brenngasgeschwindigkeit durch einen Wasserstoffgehalt von 10 % um 0,3 % gesteigert, durch einen Biogasegehalt von 20 % um 1,4 % gesenkt. Die Flammenlänge verkürzt sich, weil weniger Sauerstoff gebraucht wird, wenn man die beiden Gase mischt. Das lässt sich teilweise ausgleichen, indem man die Geschwindigkeit ändert, mit der das Brenngas zugeführt wird. Die Simulation der Verbrennung mit reinem Biomethan lieferte beinahe gleiche Ergebnisse wie die Simulation der Verbrennung mit

¹ D. Haeseldonckx / W. Dhaeseleer: The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 32 (2007), Nr. 10–11, S. 1381–1386.



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Eine der großen aktuellen Herausforderungen der Menschheit ist die Defossilisierung der Energiebereitstellung. Ein vielversprechender Ansatz ist in diesem Zusammenhang die Herstellung von „grünem“ Wasserstoff mittels nachhaltiger Ressourcen, wie z.B. über Photovoltaik bzw. aus Windenergie, oder aber auch die Herstellung von Biogas. Dafür ist es notwendig, entsprechende Erzeugungskapazitäten aufzubauen und die notwendigen Verteilernetze zu errichten. Wesentlich ist jedoch eine kluge Strategie, wo und wofür diese alternativen Gase künftig ökologisch und ökonomisch sinnvoll werden können, unter Berücksichtigung der Thermodynamik und der technischen Machbarkeit.“

Die Beimengung erneuerbarer Gase in das Erdgasnetz stellt eine bedeutsame Handlungsoption dar, da auf ein bestehendes Netz zurückgegriffen werden kann, was u.a. für eine rasche Umsetzung entscheidend ist. Umfangreiche Studien haben die technische Machbarkeit belegt, das Verhalten von Industriebrennern bei Wasserstoff- bzw. Biogasbeimengung analysiert, die Einflüsse auf den Betrieb von Industrieöfen gezeigt und auch die sicherheitstechnisch relevanten Auswirkungen hinsichtlich Zündwilligkeit, Explosionsverhalten etc. analysiert. Damit wurde nicht nur die Möglichkeit, sondern auch die Sinnhaftigkeit dieser Option unterstrichen.“

Harald Raupenstrauch
Montanuniversität Leoben

Erdgas – was wiederum für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan spricht.

30 % H₂: Einstufung in höhere Explosionsgruppe

Die Untersuchung der sicherheitstechnischen Kennzahlen hat gezeigt, dass der explosionsfähige Bereich (zwischen unterer und oberer Explosionsgrenze) von Erdgas durch Zumischen von Wasserstoff vergrößert wird. Das hat jedoch nur wenig Einfluss auf die Auswahl der Betriebsmittel, denn ein Methan-Wasserstoff-Gemisch fällt erst ab einem H₂-Anteil von etwa 30 % in die gegenüber der Explosionsgruppe IIA gefährlichere Gruppe IIB. Das Gasgemisch wäre dann gefährlicher, was bedeutet, dass die Anforderungen und dadurch auch die Kosten der zu verwendenden Betriebsmittel steigen.

Temperaturklassen legen fest, bei welcher Tempera-

tur sich ein Gas- oder Dampf-Luft-Gemisch entzündet. Wasserstoff und Methan gehören beide zur Temperaturklasse T1. Deshalb gilt auch ein Gemisch dieser Gase als sicher. Das heißt, in einer Atmosphäre, in der Methan oder Wasserstoff vorkommen können, dürfen keine Oberflächen heißer als 450 °C sein. Die Tests haben gezeigt, dass sich die sicherheitstechnischen Kenngrößen durch das Beimischen von Biogas verbessern. Der Grund dafür ist, dass Biogas viel CO₂ enthält. Obere und untere Explosionsgrenze rücken durch Beimengung von Biogas näher aneinander und der maximale Explosionsdruck nimmt gegenüber einem Methan-Wasserstoff-Gemisch ab. Das bedeutet, dass für Zumischgrenzen von 10 % Wasserstoff und 20 % Biogas keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen.

Wie die Untersuchungen gezeigt haben, kann Biomethan, aufgrund seines hohen Methangehalts von über 90 %, dem Erdgas in jedem beliebigen Mischungsverhältnis beigemischt werden. Biogas mit einem Methangehalt von 50–75 % kann dem Erdgas mit einem Anteil von 9 % beigemischt werden, ohne den volumetrischen Sauerstoffbedarf so abzusenken, dass in Prozessen, in denen eine exakte Einhaltung der Ofenatmosphäre erforderlich ist, Probleme auftreten. Unter denselben Gesichtspunkten ist ein Wasserstoffanteil von 4 % im Erdgas möglich. Werden beide Gase gleichzeitig eingespeist, verringern sich die Zumischgrenzen. Bei einem Anteil von 4 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas wäre es demnach nicht möglich, Biogas ohne eine Anpassung der Brenner zuzumischen.

Anpassung der Brenner als Kostenfrage

Bei den meisten Brennern in industriellen Prozessen muss die Anpassung an einen verminderten Sauerstoffbedarf durch Einstellen per Hand erfolgen. Pro Brenner ist hier mit einem Personalbedarf von einer halben Personensuche zu rechnen. Manche industrielle Prozesse erfordern über hundert Brenner pro Aggregat, so dass eine Umstellung zu erheblichen zusätzlichen Personalkosten führt. Des Weiteren ist, bis alle Brenner eingestellt sind, mit Störungen im Betrieb zu rechnen. Um diese Störungen so gering wie möglich zu halten, empfiehlt sich eine stufenweise Steigerung des Anteils von Biogas und Wasserstoff im Netz. Die Erhöhung der Anteile der erneuerbaren Gase muss frühzeitig angekündigt werden, um den Industriekunden die Möglichkeit zur Vorbereitung zu geben. Die Dauer bis zur Umstellung auf die nächste Stufe ist hauptsächlich vom Kun-

den abhängig und sollte mit den großen industriellen Erdgasabnehmern geklärt werden.

Geht man davon aus, dass Wasserstoff nur mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen produziert wird, ist in den Sommermonaten mit einer erhöhten Produktion zu rechnen. Wird der Wasserstoff direkt dem Erdgas beigemischt, ist mit saisonalen Schwankungen des H₂-Anteils im Gasnetz zu rechnen. Aufgrund des volumetrischen Sauerstoffbedarfs, also jener Sauerstoffmenge, die für die Verbrennung benötigt wird, ist eine Schwankungsbreite des H₂-Anteils von 4 % tolerierbar, vorausgesetzt der Biogasanteil im Erdgas wird konstant gehalten. Bei einer höheren Schwankungsbreite müssen zusätzliche Maßnahmen wie saisonales Einstellen der Brenner oder automatische Einstellung der Brenner über eine Restsauerstoffmessung im Abgas getroffen werden. Diese Maßnahmen sind mit erheblichen zusätzlichen Personalkosten bzw. hohem Investitionsbedarf verbunden. In der Praxis zeigt sich zudem oft, dass vor allem ältere Öfen aufgrund von Undichtigkeiten Falschluf ziehen. Dadurch ist eine Regelung des Sauerstoffbedarfs über eine Restsauerstoffmessung im Abgas nicht möglich und es muss eine aufwendige Messung der Gasbestandteile in der Gaszuleitung erfolgen.

Nachfolgestudie GF 58: schwankende H₂-Anteile

Aufgrund der saisonal und wetterbedingten Unregelmäßigkeit erneuerbarer Stromproduktion und damit des variablen Anteils an durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs im Gasnetz wurde das Projekt 2020 mit der Schwerpunktsetzung auf „Auswirkungen eines schwankenden Wasserstoffanteils im Erdgas auf die Industrie“ fortgesetzt. Die Studie ergab, dass Schwankungen von bis zu 10 % H₂ für Industriebrenner unproblematisch sind. Variiert der Wasserstoffanteil im Gasmix um mehr als 10 %, so kann eine Inertgas-Beimischung zum Ausgleich der verbrennungstechnischen Eigenschaften eingesetzt werden. Dabei wurden mehrere Möglichkeiten betrachtet:

- *Kohlendioxid* hat zwar die niedrigsten erforderlichen Anteile, muss aber direkt vor Ort dem Abgas entnommen werden. Das bedeutet einen großen Mehraufwand, wenn nicht reiner Sauerstoff als Oxidationsmittel dient. Extern gewonnenes Kohlendioxid stellt einen zusätzlichen Kostenfaktor dar.
- Die *Rückführung von Abgasen* ist mit geringen Kosten verbunden. Allerdings sind sehr hohe Abgas-Rückführungsanteile nötig.

Facts und wesentliche Erkenntnisse

Die österreichische Gaswirtschaft strebt an, bis 2040 nur noch erneuerbare oder klimaneutrale Gase zu verwenden. Ein Zwischenschritt beinhaltet Mischungen aus Wasserstoff und Methan, wobei seit 2021 eine Wasserstoffbeimischung von max. 10 % erlaubt ist. Vor der Erhöhung der höchst zulässigen Wasserstoffbeimischung untersuchte die Montanuniversität Leoben die verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen bei erhöhtem Biogas- und Wasserstoffgehalt. Eine ebenfalls erstellte Industrielandkarte zeigt, welche Betriebe wo in Österreich Gas verwenden.

Einsatzgebiete und Auswirkungen: Erdgas wird hauptsächlich als Heizmedium und in der chemischen Industrie verwendet. Da Biogas einen geringeren Methangehalt und höhere Anteile an CO₂ und anderen Verbindungen aufweist, empfiehlt sich die Aufbereitung zu Biomethan zur Vermeidung von Korrosion bei Anlagenteilen. Tests zeigten allerdings, dass Biogas keine negativen Auswirkungen auf industrielle Prozesse hat, den Wirkungsgrad von Gasturbinen jedoch senken kann.

Wasserstoff-Tests: Wasserstoff hat eine höhere Flammgeschwindigkeit und Flammentemperatur, was zu erhöhten NO_x-Emissionen und potenziellen Flammeninstabilitäten führen kann. Siemens entwickelt aktuell Gasturbinen, die bis zu 45 % Wasserstoff vertragen.

Sicherheitsaspekte und Zumischgrenzen: Die Zumischgrenzen ohne Anpassung der Brenner liegen bei 4 % für Wasserstoff und 9 % für Biogas, mit Anpassung bei 10 % bzw. 20 %. Wasserstoff erhöht die Explosionsgrenzen und die Flammenlänge sinkt. Biogas senkt die Flammentemperatur und verlängert die Flammenlänge.

Praktische Implikationen: Eine stufenweise Erhöhung der Anteile erneuerbarer Gase wird empfohlen, um Betriebsstörungen und Personalkosten zu minimieren. Automatische Anpassungen der Brenner erfordern Investitionen. Schwankungen des Wasserstoffanteils erfordern zusätzliche Maßnahmen, um die Verbrennungseffizienz zu gewährleisten.

- Der Einsatz von *Argon* ist mit hohen Kosten verbunden und hat nur geringen Einfluss auf die verbrennungstechnischen Eigenschaften.
- Ebenso ist der Einfluss von *Stickstoff* auf die untersuchten Eigenschaften eher gering und erfordert deswegen hohe Anteile in der Gasmischung.

Generell ist festzuhalten: Die Einstellung der verbrennungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen auf das Niveau von reinem Erdgas über Inertgase ist voraussichtlich nicht flächendeckend realisierbar. Allerdings kann dieses Verfahren als Übergangslösung angesehen werden, bis Industriebrenner durch zusätzliche Regeleinrichtungen mit einem variablen Wasserstoffanteil im Erdgas umgehen können. ◀

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG

RAUMWÄRME



Die Wärmeerzeugung in weniger als zwei Jahrzehnten vollständig zu dekarbonisieren, wird eine der größten Herausforderungen der Energiewende sein. Derzeit bestehen in Österreich rund 900.000 Gasheizungen, dazu wird auch etwa ein Drittel der Nah- und Fernwärme mit Erdgas erzeugt. Nach der aktuellen Rechtslage dürfen bereits jetzt keine Gasheizungen mehr in Neubauten errichtet werden, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden können. Es ist allerdings – abgesehen von den enormen Kosten, die ein Ersetzen sämtlicher Gasheizungen verursachen würde – nach Meinung von Experten unrealistisch, das Heizsystem komplett auf die Basis von Strom stellen zu wollen. Nicht nur ließen sich Gasheizungen genauso gut mit Biomethan betreiben, auch in vielen anderen Bereichen der Wärmetechnik wird es Lösungen mit Grünem Gas geben, die aktuell untersucht werden.

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Grids*

Als Partner der folgenden drei Projekte fungierte jeweils die „Forschung Burgenland – Research & Innovation“. Das Unternehmen der FH Burgenland betreibt drei Forschungszentren, in denen an den Standorten Eisenstadt und Pinkafeld neue Forschungskonzepte erarbeitet und weiterentwickelt werden.

2020 sah man sich „Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen und Klein-Kraft-Wärme-Kopplung für den Endkundenbereich“ an. Dabei wurde eine Lastprofilanalyse der Strom- und Gasversorgung von Wohngebäuden sowie ein Überblick über das Marktangebot der für Mikro-KWK-Anlagen geeigneten Brennstoffzellen erstellt. Eine Erkenntnis daraus war, dass sich solche Anlagen vor allem für Wohnkomplexe eignen; eine andere, dass es der internationale Vorreiter auf diesem Gebiet (Japan) bereits geschafft hat, die Anschaffungskosten auf die Hälfte des europäischen Niveaus zu drücken.

2021–2022 wandte man sich Haushalten zu, die für einen reinen elektrischen Wärmepumpenbetrieb aufgrund von unzureichender Isolation oder des verbau-

ten Heizkörpersystems nicht geeignet sind: Im Projekt „Gaswärmepumpen und Hybridheizsysteme“ wurden aktuelle Technologien und Anwendungen von Gaswärmepumpen sowie elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit Gasbrennwertgeräten für den Endkundenbereich untersucht. Dabei wurde unter anderem festgestellt, dass ein hybrides System mit den aktuellen Strompreisdaten verbunden sein sollte, um für die Kunden die jeweils optimale Einstellung und maximale Kostenersparnis zu erreichen. *Siehe S. 82f.*

2022 wurde die Forschungsfrage gestellt: Für welche Arten von Gebäuden ist die Luftwärmepumpe eine sinnvolle Alternative zu bestehenden Heizsystemen? Ein Ergebnis des Projekts „Effizienz von Luft-Wärmepumpenanlagen in unterschiedlichen Gebäudeklassen“ war ein sehr hoher Stromverbrauch bei niedrigen Außentemperaturen in schlecht isolierten Gebäuden. Das wirkt sich nicht nur negativ auf die Geldbörsen der Kunden aus, sondern durch hohe Leistungsspitzen ebenso auf das Stromnetz im Winter, wo gleichzeitig auch weniger erneuerbare Energie produziert wird.

Referenzprojekt GF 67 – Gaswärmepumpen und Hybridheizsysteme

Stark im Team: Gas & Wärmepumpe

Als Alternative zum konventionellen Gaskessel bieten sich im Gebäudealtbestand die Kombination mit einer elektrischen Wärmepumpe oder eine Gaswärmepumpe an.

Die in Kooperation mit der Forschung Burgenland GmbH durchgeführte Studie befasst sich mit gasbetriebenen Wärmepumpen und Hybridsystemen (bestehend aus elektrischer Wärmepumpe und Gaskessel) und deren Einsatz vorwiegend in älteren Bestandsgebäuden. Ziel der Untersuchung war es, das Einsparpotenzial hinsichtlich Kosten, Primärenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und Schadstoffemissionen durch den Einsatz der genannten Technologien anstelle eines konventionellen Gaskessels zu analysieren.

Ausgangslage in älteren Bestandsgebäuden

Für den effizienten Betrieb einer Wärmepumpe muss die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle (z.B. Luft, Erdreich oder Wasser) und Wärmesenke möglichst gering sein. Daher sind beim Einsatz einer Wärmepumpe Niedertemperatur-Wärmeabgabesysteme wie z.B. eine Fußbodenheizung zu bevorzugen. Für Neubauten kann dies bei der Planung berücksichtigt werden, bei älteren Bestandsgebäuden, in denen meist Radiatorheizungen installiert sind, ist eine Umstellung nur mit großem baulichen Aufwand möglich. Wird eine Wärmepumpe zur Versorgung einer Radiatorheizung eingesetzt, kann es – abhängig von der verwendeten Norm-Vorlauftemperatur – an sehr kalten Wintertagen zu einer Unterversorgung des Gebäudes mit Wärme kommen.

Die verwendete Norm-Vorlauftemperatur zur Auslegung von Radiatorheizungen änderte sich im Laufe der Zeit auf Grund der Verbesserung der Dämmstandards der Gebäudehülle und Weiterentwicklung der Glasflächen (z.B. 3-fach-Verglasung). Wurde zunächst noch mit einem Temperaturwert von bis zu 90 °C ge-

DAS PROJEKT

Anlass: Der Austausch eines nicht mehr dem Stand der Technik entsprechenden Heizungssystems stellt eine Möglichkeit zur Reduktion des Energieverbrauchs und somit der CO₂-Emission dar.

Fragestellung: Welche Technologien gibt es, welche Geräte stehen am Markt zur Verfügung und wie groß ist das Einsparungspotenzial hinsichtlich Kosten, Primärenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und Schadstoffemissionen durch den Einsatz von Hybridsystemen und Gaswärmepumpen anstelle eines konventionellen Gaskessels?

Ergebnis: Bei vor 1979 errichteten Einfamilienhäusern ist durch Einsatz einer Gas-Absorptionswärmepumpe ein jährliches Einsparpotenzial im hohen dreistelligen Eurobereich gegenüber einem Gaskessel möglich. Einsparpotenzial besteht auch im Vergleich zum Hybridsystem aufgrund der Verwendung von Gas als Energieträger und seinem im Vergleich zu Strom deutlich niedrigeren Preis.

rechnet, so folgte später eine Reduktion auf 70 °C und weiter auf 55 °C. Bei Verwendung einer Norm-Vorlauftemperatur von 90 °C für das Wärmeabgabesystem wird eine Hochtemperaturheizung benötigt – was somit ein Ausschlusskriterium für den Einsatz einer Wärmepumpe darstellt. Bei Temperaturen von 55 °C und darunter kann eine Wärmepumpe bei passend dimensioniertem Wärmeabgabesystem als alleiniges Heizgerät eingesetzt werden. Bei 70 °C kann es bei tiefen Außentempera-

PROJEKT: Gaswärmepumpen und Hybridheizsysteme

FORSCHUNGS-AUFTRAG: Aktuelle Technologien und Anwendungen von Gaswärmepumpen sowie elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit Gasbrennwertgeräten für den Endkundenbereich

PROJEKTPARTNER: Forschung Burgenland GmbH (DI Dr. Sebastian Schuh)

LAUFZEIT: 2021–2022

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 67

ren zu Engpässen bei der Wärmeversorgung kommen, wenn nur eine Wärmepumpe zur Versorgung des Wärmeabgabesystems eingesetzt wird.

Hybridsysteme und Gaswärmepumpe

Um dennoch die Einspareffekte einer Wärmepumpe im Altbau nutzen zu können und gleichzeitig eine ganzjährige Wärmeversorgung zu gewährleisten, stellt der Einsatz eines Hybridsystems eine interessante Möglichkeit dar. Ein derartiger Technologiemix ermöglicht den Wechsel zwischen Strom- und Gasbetrieb und damit eine Betriebsoptimierung hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Aspekte. Zudem kann bei Spitzenlasten durch Umschalten auf Gasbetrieb eine Überlastung des Stromnetzes vermieden werden.

Eine weitere Möglichkeit, von den im Vergleich zu Strom niedrigeren Gaskosten zu profitieren und gleich-

zeitig die Vorteile einer Wärmepumpe zu nutzen und damit die CO₂- und Schadstoffemissionen gegenüber konventionellen Gasheizkesseln zu reduzieren, ist der Einsatz von Gaswärmepumpen. Hierbei ist zwischen Gas-Absorptions-, Gas-Adsorptions- und Gasmotor-Wärmepumpen zu unterscheiden (*siehe Kasten*). Eine detaillierte Betrachtung im Zuge der Studie zeigt, dass für den Einsatzbereich in Einfamilienhäusern und kleinen Mehrfamilienhäusern die Gas-Absorptionswärmepumpe die größten Potenziale aufweist. Der Fokus der Untersuchung lag auf älteren Bestandsgebäuden, deren Wärmeabgabesystem auf eine Normvorlauftemperatur von 70 °C ausgelegt ist.

Gebäudeklassen und Nutzerverhalten

Da das Nutzerverhalten wesentlichen Einfluss auf die erreichbare Effizienz eines Heizsystems hat, wurde eine

Gasbetriebene Wärmepumpen – Technologie

Wärmepumpen verwenden in der Regel elektrischen Strom, um den Kältemitteldampf zu verdichten. Es gibt jedoch auch eine Reihe etablierter Technologien, bei denen Gas für den Wärmepumpenkreislauf eingesetzt wird. Wie die elektrischen nutzen auch die gasbetriebenen Geräte die Wärme aus der Umgebungsluft oder anderen Wärmequellen, um sie auf ein höheres Temperaturniveau für Heizung oder Warmwasserbereitung anzuheben. Auch sie verwenden ein zirkulierendes Medium, das durch Aufnahme und Abgabe von Wärme ständig seinen Aggregatzustand ändert. Durch die Aufnahme von Umgebungswärme verdampft das Kältemittel. Bei der Verflüssigung wird Wärme abgegeben.

Gasmotor-Wärmepumpe

Die Gasmotor-Wärmepumpe ähnelt am ehesten einer elektrisch betriebenen. Der Hauptunterschied zu herkömmlichen elektrisch betriebenen Wärmepumpen besteht darin, dass die Gasmotor-Wärmepumpe einen Verbrennungsmotor anstelle von elektrischer Energie zum Antrieb des Kompressionsprozesses verwendet. Die Abwärme des Gasmotors kann ebenfalls zum Heizen genutzt werden, was den Wirkungsgrad erhöht.

Gas-Absorptionswärmepumpe

Bei der chemischen Absorption wird ein Stoff in einem anderen gelöst oder aufgenommen. In einer Gas-Absorptionswärmepumpe wird ein Kältemittel verwendet, das abwechselnd gasförmig oder in Wasser gelöst ist. Mit einem Gasbrenner wird das Kältemittel durch Wärmezufuhr aus der flüssigen Lösung ausgetrieben.

Gas-Adsorptionswärmepumpe

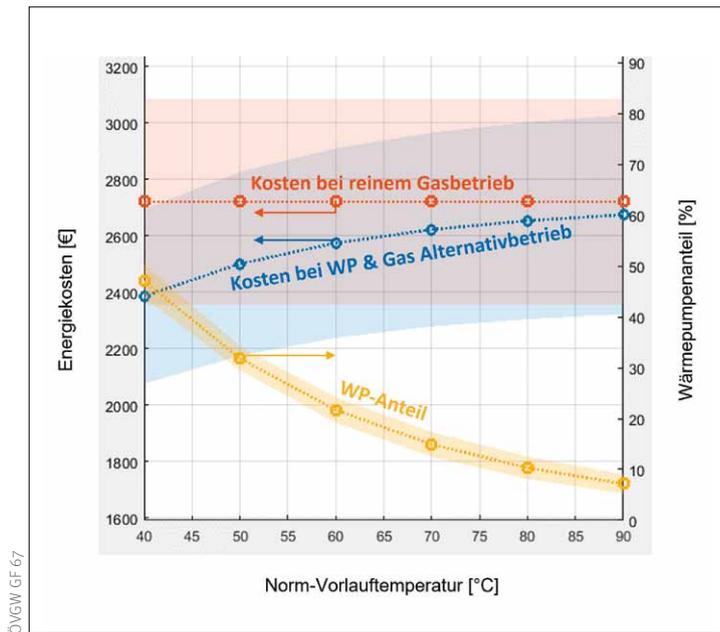
Bei der Adsorption wird ein Gas unter Wärmeabgabe an einen Feststoff gebunden. Für den Betrieb von Gas-Adsorptionswärmepumpen werden meist Zeolithe verwendet, poröse Materialien aus Aluminiumoxid und Siliziumoxid mit großer Oberfläche. Zeolithe können Wasserdampf adsorbieren und dabei Wärme abgeben. Im Wärmepumpenkreislauf nimmt das Zeolith im Adsorptionsprozess das durch die Umweltwärme erzeugte dampfförmige Medium auf. Dabei erwärmt sich das Zeolith und diese Wärme wird zu Heizzwecken genutzt. Anschließend wird im Desorptionsprozess der im feuchten Zeolith gespeicherte Wasserdampf mit einem Gasbrennwertkessel wieder ausgetrieben. Dabei entsteht Wärme, die über einen Wärmetauscher an den Heizkreislauf abgegeben wird. Eine Zeolith-Wärmepum-

pe erzeugt während eines Zyklus zweimal Wärme, die in den Heizkreislauf eingespeist werden kann. Dadurch sind sie noch effizienter als Gas-Brennwertgeräte.

Einsatzmöglichkeiten von gasbetriebenen Wärmepumpen

Gaswärmepumpen haben einen nahezu identischen Einsatzbereich wie Gas-Brennwertgeräte. Bei einer Nachrüstung können daher Heizkörper, Heizungsrohre und auch Solarkollektoren in der Regel weiter genutzt werden. Ebenso ist die Abgasführung über die bei der Gas-Brennwerttechnik verwendeten Systeme möglich. Am effizientesten arbeiten Gaswärmepumpen bei Vorlauftemperaturen unter 40 °C. Aber auch bei höheren Vorlauftemperaturen von z.B. 55–60 °C erzeugen sie in Leistungsklassen von 15 bis 80 kW wirtschaftlich und umweltschonend Heizwärme. Welcher Gaswärmepumpentyp in welchem Gebäude installiert werden kann, hängt im Wesentlichen von der Größe des Gebäudes und dem daraus resultierenden Wärmebedarf ab.

Quelle: www.energieexperten.org
www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/arten/gaswaermepumpe



ÖVGW GF 67

Beispiel Hybridheizsystem

Anteil der Wärmepumpe an der insgesamt generierten Raumwärme und Kostendarstellung

Vielzahl unterschiedlicher Lastprofile analysiert und bewertet. Betrachtet wurden Ein- und Mehrfamilienhäuser, wobei bei den Mehrfamilienhäusern Wohnanlagen mit 4, 8 und 10 Wohneinheiten untersucht wurden. Zur Berücksichtigung des Gebäudealters und des Sanierungsgrades wurden je Haustyp 5 verschiedene Klassen untersucht:

- Klasse 1: Gebäude errichtet vor 1979
- Klasse 2: Gebäude errichtet zwischen 1979 und 2001
- Klasse 3: Gebäude errichtet nach 2001
- Klasse 4: Gebäude errichtet vor 1979, gute Renovierungsmaßnahmen
- Klasse 5: Gebäude errichtet vor 1979, ausgezeichnete Renovierungsmaßnahmen (Niedrigstenergiehaus)

Um Variationen im Nutzerverhalten berücksichtigen zu können, wurden für jeden Haustyp und jede Klasse insgesamt 5 verschiedene Lastprofile untersucht.

Hybridsystem

Beim betrachteten Hybridsystem – bestehend aus elektrischer Wärmepumpe und Gaskessel – hatte die elektrische Wärmepumpe Betriebsvorrang, vorausgesetzt sie

konnte die notwendige Wärmemenge und Vorlauftemperatur liefern sowie den geforderten COP¹ erreichen. Ansonsten übernahm der Gaskessel die Wärmebereitstellung. Eine Variation des minimal geforderten COP-Wertes (COP_{min}-Kriterium) führte zur Feststellung, dass die maximale Kosteneinsparung dann erreicht wird, wenn das COP_{min}-Kriterium das 1,043-fache des Verhältnisses von Strom- zu Gaspreis entspricht. In dieser Berechnung wurde bereits eine Abnahme des COP der Wärmepumpe auf Grund von Abtauzyklen berücksichtigt. Insbesondere bei der Wahl eines indexabhängigen Stromtarifs mit variablem Strompreis zeigte sich die Notwendigkeit, die Regelung des Hybridsystems mit Daten des aktuellen Strommarktes zu koppeln, um zu jedem Zeitpunkt die optimale Einstellung für eine maximale Kosteneinsparung zu erreichen.

Geringe Einsparungen bei Emissionen

Da die Zusammensetzung des stromerzeugenden Kraftwerksparks eine entscheidende Rolle bei der Beurteilung des Einsparungspotenzials hinsichtlich CO₂-, Treibhausgas- und Schadstoffemissionen spielt, wurden bei der Analyse des Hybridsystems sowohl der europäische Strommix (UCTE) als auch der österreichische Strommix und die damit verbundenen Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie berücksichtigt.

Aufgrund der geringen Stickoxid- und Staubbildung bei der Gasverbrennung ist das Einsparpotenzial durch den Einsatz eines Hybridsystems gering. Insbesondere bei Verwendung des europäischen Strommixes kann der Betrieb eines Hybridsystems sogar zu einer Erhöhung der Emissionswerte führen.

Das Einsparungspotenzial bei den Stickoxidemissionen ist abhängig vom verwendeten Strommix, der Nennleistung der Wärmepumpe und der Wahl des COP_{min}-Kriteriums. Aufgrund der relativ geringen NO_x-Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks ist mit dem Hybridsystem eine Emissionsreduktion über den gesamten betrachteten COP_{min}-Bereich (1 bis 6) möglich. Bei Verwendung von UCTE-Strom ergibt sich nur ein enges Wertefenster, in dem Einsparungspotenziale vorhanden sind.

1 Der COP-Wert (Coefficient of Performance) ist ein wichtiger Kennwert bei Wärmepumpen, der die Effizienz der Wärmepumpe beschreibt. Er gibt das Verhältnis der abgegebenen Heizleistung zur aufgenommenen elektrischen Leistung an. Der COP-Wert zeigt also, wie effektiv die Wärmepumpe elektrische Energie in nutzbare Wärmeenergie umwandelt.

Je größer die Nennleistung der elektrischen Wärmepumpe im Hybridsystem ist, desto größer ist ihr Beitrag zur gesamten jährlichen Wärmeerzeugung. Dabei ist zu beachten, dass mit steigender Nennleistung die Wärmepumpe vermehrt an kälteren Tagen und damit mit geringerem Wirkungsgrad betrieben wird. Dies hat zur Folge, dass hinsichtlich der Kosteneinsparung ein Sättigungsbereich erreicht wird, in dem eine weitere Erhöhung der Nennleistung zu keiner nennenswerten Steigerung des Kosteneinsparpotenzials führt. Analysen von Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern mit 10 Wohneinheiten mit der größten spezifischen Heizlast (Klasse 1) zeigten, dass der Sättigungsbereich bei einer Wärmepumpen-Nennleistung von ca. 50 % der maximal auftretenden Jahresheizwärmeleistung erreicht wird. Bei der Hausklasse 5 wurde die Sättigung etwas früher im Bereich von 30–40 % erreicht.

Gaswärmepumpe – in der Anschaffung teuer, im Betrieb günstig

Neben dem Hybridsystem wurde im Rahmen der Studie auch eine Gas-Absorptionswärmepumpe mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 65 °C untersucht, um das Einsparpotenzial hinsichtlich Kosten, CO₂-Emissionen und Schadstoffemissionen beim Einsatz anstelle eines Gaskessels zu analysieren. Um einen direkten Vergleich der beiden Heizsysteme zu ermöglichen, musste die Normvorlauftemperatur auf 58,8 °C reduziert werden, so dass die Gaswärmepumpe ganzjährig ohne Zusatzheizung die im Lastprofil geforderte Heizleistung erbringen kann.

Für den Betrieb einer Gas-Absorptionswärmepumpe ist neben der Gasversorgung der Anschluss an das Stromnetz erforderlich. Die benötigte Nennleistung kann im Bereich von ca. 1 kW liegen und ist damit deutlich höher als die benötigte elektrische Leistung eines Gaskessels. Da die Nennleistung von Hersteller zu Hersteller variiert, wurde in der Analyse eine Variation der Nennleistungsdifferenz (Differenz der elektrischen Nennleistung von Gas-Absorptionswärmepumpe und Gaskessel) durchgeführt und das mögliche Einsparpotenzial als Funktion dieser Leistungsdifferenz angegeben.

Es konnte gezeigt werden, dass mit einer Gas-Absorptionswärmepumpe aufgrund der Nutzung von Umweltenergie je nach Nennleistungsdifferenz bei Einfamilienhäusern der Klasse 1 ein jährliches Einsparpotenzial im hohen dreistelligen Eurobereich gegenüber einem Gas-

EIN WORT ZUM PROJEKT

„Die Studie befasste sich mit der Untersuchung von gasbetriebenen Wärmepumpen und Hybridsystemen (bestehend aus elektrischer Wärmepumpe und Gaskessel) und deren Einsatz vornehmlich in älteren Bestandsgebäuden, bei denen eine thermische Sanierung (verbesserte Isolation, Austausch des Wärmeabgabesystems) nicht möglich ist.

Um die Nachhaltigkeit des Heizungssystems zu maximieren, sollten vor einer Investitionsentscheidung alle verfügbaren Lösungsansätze betrachtet und analysiert werden. Ist ein Nah- oder Fernwärmenetz nicht verfügbar, die Verwendung einer elektrischen Wärmepumpe nicht ausreichend und der Einsatz einer Holzheizung beispielsweise auf Grund fehlender Lagerfläche nicht realisierbar, kann auf ein Hybridsystem gesetzt werden, um – wie in dieser Studie für spezifische Situationen gezeigt wurde – den Einsatz von Primärenergie und damit den Gaskonsum, verglichen zum reinen Gaskesselbetrieb, zu senken.“

Sebastian Schuh
Forschung Burgenland

kessel möglich ist. Bei dieser Betrachtung darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Anschaffungskosten eines Gaskessels im mittleren bis hohen vierstelligen Eurobereich liegen, die Anschaffungskosten einer Gas-Absorptionswärmepumpe jedoch im fünfstelligen Eurobereich.

Wie bereits erwähnt, ist aufgrund der geringen Schwefeldioxid- und Staubemissionen bei der Verbrennung von Gas durch den Einsatz einer Gas-Absorptionswärmepumpe nur ein sehr geringes Einsparpotenzial vorhanden bzw. ergibt sich bei Verwendung des europäischen Strommixes bei einer großen Nennleistungsdifferenz sogar eine Emissionserhöhung. Bei den Stickoxidemissionen sowie beim Primärenergiebedarf sind analog zu den Kosten höhere Einsparpotenziale gegenüber einem Gaskessel erkennbar.

Hybridsystem oder Gas-Absorptionswärmepumpe?

Der Vergleich zwischen Hybridsystem und Gas-Absorptionswärmepumpe hat gezeigt, dass die Bevorzugung eines der beiden Systeme stark von den Gegebenheiten

ten vor Ort (vorhandene Infrastruktur) und der Einstellung der Endkunden (Fokus auf ökonomische oder ökologische Aspekte) abhängt. Durch die Verwendung von Gas als Energieträger und den im Ver-

Facts und wesentliche Erkenntnisse

Die Studie „Gaswärmepumpen und Hybridsysteme“, durchgeführt von der Forschung Burgenland GmbH, untersucht die Effizienz und Einsparpotenziale von elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit Gasbrennwertgeräten sowie von Gaswärmepumpen im Endkundenbereich. Ziel war es, die Kosten-, CO₂- und Schadstoffreduktion durch Hybridsysteme oder gasbetriebene Wärmepumpen im Vergleich zu konventionellen Gaskesseln zu evaluieren, besonders in älteren Gebäuden mit Heizsystemen, die auf eine Norm-Vorlauftemperatur von 70 °C ausgelegt sind.

Die Effizienz von Wärmepumpen steigt bei geringerer Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke, weshalb Niedertemperatursysteme wie Fußbodenheizungen ideal sind. In älteren Gebäuden mit Radiatorheizungen ist die Umstellung jedoch aufwendig, und an kalten Tagen können Wärmepumpen diese möglicherweise nicht ausreichend beheizen. Ein *Hybridsystem* aus Wärmepumpe und Gaskessel bietet daher eine Lösung, um ganzjährige Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig ökonomische und ökologische Vorteile zu nutzen.

Gasbetriebene Wärmepumpen, insb. Gas-Adsorptionswärmepumpen, bieten eine Möglichkeit, die Vorteile von Wärmepumpen zu nutzen und dabei die CO₂- und Schadstoffemissionen zu reduzieren sowie von niedrigeren Gaskosten zu profitieren. Sie sind besonders für Einfamilien- und kleine Mehrfamilienhäuser geeignet.

gleich zu Strom deutlich niedrigeren Preis führt der Einsatz einer Gas-Absorptionspumpe zu einem höheren finanziellen Einsparpotenzial gegenüber einem Hybridsystem. Bei einem variablen Stromtarif mit stündlicher Preisanpassung kann der Einsatz eines Hybridsystems je nach Verhältnis von Strom- und Gaspreis sowie den Umgebungsbedingungen hinsichtlich ökonomischer oder ökologischer Aspekte optimiert werden. Beim Vergleich der Anschaffungskosten ist zu berücksichtigen, ob bereits vorhandene Komponenten genutzt werden können (z.B. Integration eines vorhandenen Gaskessels in eine Hybridanlage) oder ob die Anlagen jeweils neu aufgebaut werden müssen.

Empfehlung

Vor einer Investitionsentscheidung sollten alle Möglichkeiten geprüft und analysiert werden. Steht kein Nah- oder Fernwärmenetz zur Verfügung, reicht der Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe nicht aus und ist der Einsatz einer Holzheizung (beispielsweise wegen fehlender Lagerfläche) nicht realisierbar, sollte bei Einsatz einer Gasheizung mit dem Ziel einer höheren Energieunabhängigkeit auf ein Hybridsystem oder eine Gas-Absorptionswärmepumpe gesetzt werden, um – wie in dieser Studie für spezifische Situationen gezeigt – den Primärenergieeinsatz und damit den Gasverbrauch gegenüber einem reinen Gaskesselbetrieb reduzieren zu können. ◀



MOBILITÄT

FORSCHUNGSFELD ANWENDUNG

Die Verwendung von Gas als Kraftstoff im Verkehr ist nicht neu. Ursprünglich war der Otto-Viertaktmotor 1877 sogar für Leuchtgas konzipiert worden, dieses aber später von Erdölprodukten abgelöst – mit den bekannten Folgen. Dennoch wurde die Gastechologie als Alternative mit reduziertem CO₂- und Feinstaub-Ausstoß in den letzten Jahrzehnten laufend optimiert und bietet nun eine gute Basis für den Umstieg auf komplett erneuerbare Varianten. Die aktuelle, freilich auch noch sehr umstrittene Beschlusslage innerhalb der Europäischen Union ist, ab 2035 keine mit Verbrennungsmotoren betriebenen Fahrzeuge mehr neu zuzulassen – wenn der Kraftstoff nicht klimaneutral ist. Und sämtliche in Frage kommenden Gase lassen sich auch „in Grün“ bereitstellen. Neben flüssigen E-Fuels, die ebenfalls aus Wasserstoff hergestellt werden, bieten sich hier neue Chancen für Fahrzeuge, die von Wasserstoff-Brennstoffzellen, (Bio-) CNG oder dem verflüssigten (Bio-) LNG angetrieben werden. Besonders im Schwerverkehr, Schiffs- und Flugverkehr könnte erneuerbares Gas für große Reichweiten ohne Emissionen sorgen.

Beispiele aus der Forschung im Rahmen der ÖVGW-Initiative *Green Gas 4 Mobility*

An den Beginn der Forschungsaktivitäten 2019 stellte das Institut für Transportwirtschaft und Logistik der WU Wien eine „Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw in Österreich“ an. Man identifizierte technische Herausforderungen, die beim Einsatz erneuerbarer Gase auf diesem Sektor noch zu lösen sind und klärte die Eignung von LNG im Schwerverkehr. *Siehe S. 89ff.*

Ebenfalls 2019 untersuchte der Sachverständige Wolfgang Zeiner Regeln und Rahmenbedingungen im Projekt „Wasserstoff in der Mobilität – Recherche bezüglich existierender Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge“. Die Studie fand ausreichend zweckmäßige Regeln, die allerdings laufend an den Stand der Technik angepasst werden müssen, und empfahl eine Gleichbehandlung für alle Gasfahrzeuge.

2021 wurde vom Sachverständigen Bernhard Schneider ein „Gutachten zur Risikobewertung von Wasserstofffahrzeugen in Tiefgaragen“ eingeholt, das zum Schluss kam, dass ein allgemeines Verbot aus technischer Sicht nicht gerechtfertigt sei. Durch eine Erhöhung der Luftwechselrate ließe sich das Gefahrenpotenzial auf einen ähnlich vernachlässigbaren Wert wie bei Erdgas reduzieren.

Ab 2022 beteiligte sich die ÖVGW mit den europäischen Partnern von ERIG und der Ostschweizer Fachhochschule an „ReHaul“, einer Analyse der Alternativen im Langstrecken-Straßenverkehr und der europäischen Infrastruktur. Die verfügbaren Optionen wie Batterie, Brennstoffzelle, Biomethan, E-Diesel und hydrierte Pflanzenöle (auch HVO werden in einer Reaktion mit Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen) haben unterschiedlich verteilte Vor- und Nachteile bezüglich Infrastruktur, Verfügbarkeit, Kosten, Speicherbarkeit etc. Die Autoren schließen daraus, dass einander alle Technologien idealerweise ergänzen sollten.

Referenzprojekt GF 56 – Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw

Gas geben für die Umwelt

Die Energiewende im Verkehr beginnt im Energiesektor: Erneuerbares Gas bietet die Chancen zur Senkung der THG-Emissionen und zur Generierung nationaler Wertschöpfung. In Österreich besteht dazu großes Potenzial an erneuerbarem Gas aus biogenen Reststoffen.

Die Energie- und Mobilitätspolitik spielt eine entscheidende Rolle bei der CO₂-Reduktion, und sie sollte vor allem der Technologieneutralität verpflichtet sein. Technologieneutralität ist wichtig wegen des Energiebedarfs, unsicherer technologischer Entwicklungen und der Versorgungssicherheit. Der Umbau des Energiesystems sollte nicht nur auf einen Energieträger oder eine Technologie setzen, sondern einen ausgewogenen Mix schaffen, der heimische erneuerbare Ressourcen ausbaut und marktfähige Verfahren einsetzt. Im Verkehrssektor wie bei der Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen gibt es große Unsicherheiten hinsichtlich zukunftsträgiger Technologien. Die aktuell starke Fokussierung auf batterieelektrische Antriebe, die begrenzte Verfügbarkeit schwerer Nutzfahrzeuge mit solchen Antrieben und die unterschiedliche lebenszyklusbezogene Bewertung von E-Fahrzeugen sind problematisch. Auch der Einsatz der Brennstoffzelle als Antrieb benötigt noch Forschung und Entwicklung.

Angesichts des hohen Anteils und der Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor besteht in Österreich dringender Handlungsbedarf zur Dekarbonisierung. Erreicht werden kann dies durch eine Diversifizierung der Antriebstechnologien. Der Ausbau eines vielfältigen Technologie- und Energieträgermixes kann die Versorgungssicherheit gewährleisten und gleichzeitig zur Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen. Dazu ist auch eine intensivere Betrachtung der marktfähigen Gas-Technologie (CNG/LNG) erforderlich.

DAS PROJEKT

Anlass: Die hohe Umweltbelastung durch den Straßenverkehr erfordert rasches Handeln.

Fragestellung: In welchem Ausmaß sind erneuerbare Gase im Verkehrsbereich – vor allem im Schwerverkehr – einsetzbar, welche Möglichkeiten bestehen hierbei und welche Begrenzungen sind gegeben?

Ergebnis: Jede Antriebstechnologie weist spezifische Herausforderungen auf. Der LNG-Lkw verfügt derzeit jedoch als einziger über einen technologisch ausgereiften alternativen Antrieb für die Langstrecke. Er wird auch in wesentlichen Studien als Bestandteil des Mobilitäts-Mixes bis 2050 angesehen.

Senkung von Treibhausgas-Emissionen

Der Großteil der THG-Emissionen im Verkehrssektor resultiert aus der Verbrennung fossiler Kraftstoffe im Straßenverkehr. Besonders starke Zunahmen der Emissionen sind im Pkw-Segment sowie bei schweren und leichten Nutzfahrzeugen zu verzeichnen. Im Zeitraum 1990–2017 stiegen die THG-Emissionen im österreichischen Verkehr um über 70 %, was deutlich über dem EU-Durchschnitt von 28,3 % liegt. Während andere Sektoren Fortschritte bei der Reduktion von Emissionen machten, überschreitet der Verkehrssektor die festge-

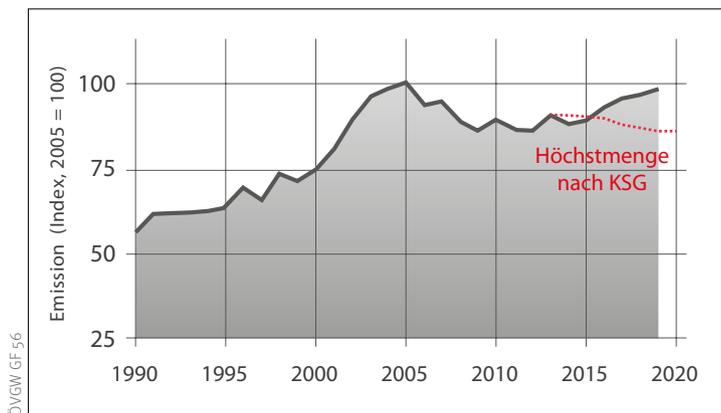
PROJEKT: Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw

FORSCHUNGSauftrag: Analyse, in welchem Ausmaß erneuerbare Gase im Verkehrsbereich einsetzbar sind. Identifizierung der technischen Herausforderungen, die beim Einsatz erneuerbarer Gase auf diesem Sektor noch zu lösen sind. Klärung der Frage, in welchem Ausmaß eine Verflüssigung von Biomethan – für den Einsatz als LNG im Schwerverkehr – durchführbar ist

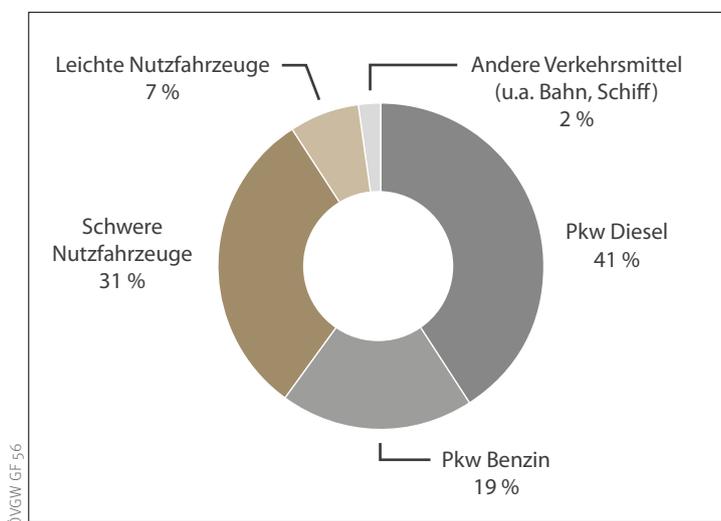
PROJEKTPARTNER: WU Wien – Institut für Transportwirtschaft und Logistik (Univ. Prof. Dr. Sebastian Kummer)

LAUFZEIT: 2019–2020

STATUS: Abgeschlossen, Endbericht ÖVGW GF 56



Entwicklung der THG-Emissionen des Verkehrs 1990–2019



Zusammensetzung der THG-Emissionen des Verkehrs in Österreich (2017)

legten Höchstmengen. Der größte Zuwachs ist auf den Bereich der Diesel-Pkw zurückzuführen, deren Emissionen um über 600 % stiegen, gefolgt von schweren Nutzfahrzeugen mit 124 % und leichten Nutzfahrzeugen mit 62 %. Die Entwicklungen bei Biokraftstoffen haben zu einer weiteren Steigerung der Emissionen geführt, da der Absatz fossilen Diesels zunimmt und die Beimischung von Biokraftstoffen sinkt. 2015–2018 stieg der Absatz von Diesel ohne Biobeimischung um 72 %, während Diesel mit Biobeimischung nur um 4,7 % zunahm. Zudem ist der Anteil an Biodiesel (FAME)¹ rück-

¹ Fettsäuremethylester (Abk. FAME – engl. fatty acid methyl ester) sind Verbindungen aus einer Fettsäure und Methanol. Ein Gemisch aus FAMEs, das aus pflanzlichen (z.B. Rapsöl) oder tierischen Fetten (z.B. Schmalz) und Methanol gewonnen und als Kraftstoff für Motoren genutzt wird, wird als Biodiesel bezeichnet.

läufig. Der Einsatz von Biomethan im Verkehr ist sehr gering: 2018 wurden nur 274 Tonnen Biomethan an den Verkehrssektor abgegeben. Im Vergleich dazu wurden über 287.000 Tonnen Biodiesel genutzt.

Die EU-Richtlinie RED II sieht vor, den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030 auf 14 % zu erhöhen.² Dabei soll der Anteil konventioneller Biokraftstoffe reduziert und der Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe und erneuerbaren Gases aus biogenen Reststoffen sukzessive erhöht werden: auf 0,2 % bis 2022, 1 % bis 2025 und 3,5 % bis 2030. An der Zielerreichung gibt es Zweifel. Die Beimischung konventioneller Biokraftstoffe stagniert, die THG-Einsparungen aus flüssigen Biokraftstoffen sind rückläufig und die geplanten Quoten für fortschrittliche Biokraftstoffe wurden gesenkt. Zudem gibt es kaum Anreize für den verstärkten Einsatz von Biomethan im Güterverkehr.

Technik

Im Segment der leichten Lkw sind batterieelektrische Antriebe bereits weit fortgeschritten und bieten eine Option. Im Gegensatz dazu sind alternative Antriebslösungen für schwere Nutzfahrzeuge noch weitgehend in der Entwicklungsphase. Erfolgsfaktoren zur Durchsetzung alternativer Antriebe im Straßengüterverkehr umfassen die marktreife Verfügbarkeit des Gesamtsystems, bestehend aus Fahrzeug, Energieträger und Tank- bzw. Ladeinfrastruktur. Wichtige Nebenbedingungen sind technologie-induzierte Kosten, erzielbare Reichweiten und resultierende Umweltwirkungen. Bereits verfügbare LNG- und CNG-Lkw sowie verschiedene in Entwicklung befindliche technologische Ansätze könnten künftig dem konventionellen Diesel-Antrieb Konkurrenz machen.

Bei den Antriebstechnologien ist grundsätzlich zwischen Verbrennungs- und Elektromotoren zu unterscheiden:

- **Verbrennungsmotoren:** Diese Lkw speichern flüssige oder gasförmige Kraftstoffe (fossil, biologisch, synthetisch) in Tanks und wandeln sie in mechanische Energie um. Betankung erfolgt an Tankstellen.
- **Batterie-elektrischer Antrieb (BE-Lkw):** Diese Lkw haben einen rein elektrischen Antrieb, die Elektro-

² Die Bestimmungen der überarbeiteten Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) sehen vor, dass jeder Mitgliedsstaat bis 2030 bei Treibstoffen einen Erneuerbaren-Anteil von mind. 29 % erreichen soll oder bis 2030 eine durchschnittliche Reduktion der Treibhausgasintensität im Verkehr um mind. 14,5 %.

motoren werden direkt mit Strom aus Batterien betrieben. Die Ladung erfolgt an Ladestationen.

- **Brennstoffzellen-Lkw (BZ-Lkw):** Hier wird in einem speziellen Tank gespeicherter Wasserstoff (fossil oder erneuerbar) in einer Brennstoffzelle in elektrische Energie umgewandelt, um den Elektromotor anzutreiben. Betankung erfolgt an Tankstellen.

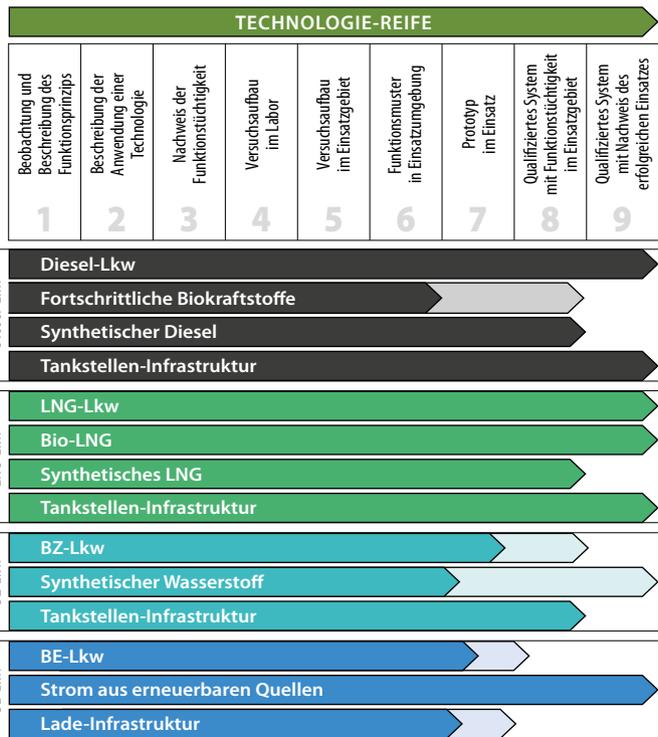
Daneben gibt es Hybrid-Lkw, die zwei unterschiedliche Antriebstechnologien kombinieren, und Fahrzeuge, die elektrische Energie während der Fahrt über eine an der Fahrbahn angebrachte Infrastruktur (z.B. Oberleitungen) aufnehmen. Das System Oberleitungs-Lkw ist energieeffizient, befindet sich jedoch noch in einem frühen Entwicklungsstadium und erfordert hohe Investitionskosten von etwa 1,7 bis 2,4 Mio. Euro pro Autobahnkilometer (beide Richtungen).

Die Anzahl der zwischen 2014 und 2019 weltweit eingesetzten Kraftfahrzeuge mit Gasantrieb ist von 18 auf fast 28 Millionen gestiegen. Im internationalen Vergleich ist die Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge unterschiedlich stark ausgeprägt. In Europa setzen Italien, Spanien und Frankreich bereits intensiv auf den Einsatz von LNG-Lkw, seit 2019 dicht gefolgt von Deutschland.

Potenzial für CNG und LNG

Das Grün-Gas-Potenzial in Österreich bis 2050 wird auf 4 bis 10 Mrd. m³ Biomethan und 1 Mrd. m³ Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zur Deckung des synthetischen LNG-Bedarfs geschätzt. Eine gut ausgebaut Tank-Infrastruktur für LNG-Lkw ist in der EU bereits vorhanden. Ab 2025 werden etwa 67 Mio. m³ und ab 2030 rd. 189 Mio. m³ Biomethan benötigt, um den steigenden Bedarf zu decken. Bestehende Biogasanlagen könnten kurzfristig 150–200 Mio. m³ Biomethan über das Gasnetz liefern, was den prognostizierten Bedarf an Bio-LNG ab 2025 abdecken könnte. Aktuell sind die Mengen an im Verkehr eingesetztem Biomethan in Österreich jedoch gering.

Die Kosten für den Netzanschluss bestehender Biogasanlagen umfassen Investitions- und Betriebskosten für Leitungen, Einspeiseanlagen und Verdichter, die je nach Anlagentyp und Entfernung zum Gasnetz variieren. Der Anschluss der 38 günstigsten Anlagen würde 91 Mio. m³ Biomethan pro Jahr einspeisen und 49 Mio. Euro kosten, eine umfassendere Netzanbindung aller 138 geeigneten Anlagen würde 200 Mio. m³ Biomethan pro Jahr liefern und 313 Mio. Euro kosten.



Quelle: ÖVGW GF 56

Technologiereifegrade unterschiedlicher Antriebstechnologien für den Einsatz im Fernverkehr

LNG kann auch regional oder lokal produziert werden, man ist nicht nur auf Importe angewiesen. In Österreich betreibt die RAG AG eine Verflüssigungsanlage, eine weitere ist geplant. Die Investitionskosten für LNG-Tankstellen hängen stark von der Bereitstellungsform ab, wobei dezentrale Verflüssigungsanlagen an Tankstellen hohe Kosten verursachen. Es wird daher eine zentrale Bereitstellung von Import-LNG und regionale Verflüssigung von national produziertem Methan bevorzugt. Für eine flächendeckende Versorgung sind neben den bestehenden Tankstellen zehn zusätzliche Standorte geplant, was zu Gesamtkosten von 12 Mio. Euro führen würde.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass der Bedarf an LNG für den Güterverkehr durch Biomethan aus bestehenden Anlagen und nationaler Produktion gedeckt werden kann, wobei ein Großteil der Kosten im Energiesektor anfällt.

Wirtschaftliche, ökologische und soziale Auswirkungen

Der Einsatz von LNG im Güterverkehr bringt wirtschaft-



EIN WORT ZUM PROJEKT

„Die Studie zu alternativen Antriebstechnologien mit Fokus auf Erdgas-Lkws untersucht die technischen und regulatorischen Herausforderungen auf Basis der nationalen und europäischen Klimaziele. Sie zeigt das große Potenzial von klimaneutralen LNG-Lkw, die in anderen europäischen Ländern teilweise bereits umgesetzt werden, und stellt die ökonomischen, ökologischen und sozialen Auswirkungen dar. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der LNG-Lkw derzeit die einzige technologisch ausgereifte Alternative für Langstrecken ist und als Bestandteil des Mobilitäts-Mixes bis 2050 angesehen werden muss. Darüber hinaus werden konkrete regulatorische Maßnahmen zur Förderung alternativer Antriebe empfohlen, um die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zu reduzieren und die Energiewende voranzutreiben.“

Bernhard Pichler, ÖVGW

liche, umweltbezogene und soziale Auswirkungen mit sich.

Ökonomisch beeinflusst der Betrieb von LNG-Lkw die Kostenstruktur von Transportunternehmen und erhöht durch technologiebedingte Kosteneinsparungen die Attraktivität des Wirtschaftsstandorts. Rund 70 % der Transportleistungen werden von Transportunternehmen erbracht, der Rest von der verladenden Industrie. Investitionsentscheidungen in diesem Sektor hängen stark von der Investitionssicherheit und realisierbaren Kosteneinsparungen ab. Im Szenario HIGH (schnelle Marktdurchdringung von 11 % bei Sattelzugmaschinen) führen politische Maßnahmen wie Mauterleichterungen und Förderungen zu Kostensenkungen für LNG und zu reduzierten Mauteinnahmen im öffentlichen Sektor. Eine Kostenvergleichsrechnung zeigt, dass LNG-Lkw aufgrund höherer Anschaffungs- und Wartungskosten nur durch geringere fahrleistungsabhängige Kraftstoffkosten wirtschaftlich sind. Förderungen und Erleichterungen können jedoch die Kosten senken und den Break Even ins erste Betriebsjahr verschieben. Der Einsatz von LNG-Lkw könnte die Mauteinnahmen um bis zu 2 % reduzieren.

Umweltbezogen könnte der Einsatz von LNG-Lkw die THG-Emissionen erheblich senken. Die Gesamteinsparungen bis 2030 variieren zwischen 70.000 und 1,4 Mio.

Tonnen CO_{2e}, abhängig von der Marktdurchdringung und dem Energiemix. Bis 2050 könnten Einsparungen von 1 bis 8,4 Mio. Tonnen CO_{2e} realisiert werden. Bio-LNG könnte dabei einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele im Verkehr leisten. Diesel-Lkw emittieren hauptsächlich NO_x und Feinstaub, die durch die EURO 6-Norm zwar reduziert wurden, aber den Aufwand für die Abgasreinigung erhöhten. Der Einsatz von LNG-Lkw bietet erhebliche Reduktionspotenziale für NO_x und Feinstaub bis 2030 und trägt zu den Zielen des Nationalen Luftreinhalteprogramms Österreichs bei, mit Einsparungen von 32–133 Tonnen NO_x und 10–41,6 Tonnen Feinstaub.

Sozial und ökonomisch stärkt der Einsatz von LNG-Lkw den Transportsektor, sichert über 160.000 Arbeitsplätze in der Logistik und unterstützt die nationale Wertschöpfung. Jeder investierte Euro in der Logistikbranche generiert bis zu 4,11 Euro Wertschöpfung in der Gesamtwirtschaft, und jeder Beschäftigte sichert bis zu 3,5 Arbeitsplätze in Österreich. Niedrigere Transportkosten reduzieren die produktbezogenen Gesamtkosten und steigern somit die internationale Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft, was Arbeitsplätze in Industrie und Gewerbe sichert. Die Produktion von Bio-LNG innerhalb Österreichs schafft zusätzlichen nationalen Mehrwert, da die gesamte Prozesskette – von der Biogaserzeugung über die Aufbereitung und Verflüssigung bis zur Nutzung – im Inland verbleibt. Im Gegensatz dazu verbleiben Wertschöpfungsketten für fossiles Gas überwiegend in den Gasförderländern.

Handlungsempfehlungen

Für den Markthochlauf alternativer Antriebstechnologien ist entschiedenes staatliches Handeln nötig. Handlungsfelder betreffen den Transportsektor, den Energiesektor sowie grundlagenbezogene und anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung.

Die Wirtschaftlichkeit gasbetriebener Lkw ist aktuell nur unter spezifischen Rahmenbedingungen gegeben. Hohe Anschaffungskosten und niedrige Diesel-Preise können Hinderungsgründe für die Investition in Gas-Antriebe sein. Ein Mix aus Förderungen und Erleichterungen kann diese Hemmnisse abbauen und den Markthochlauf von LNG-Lkw analog zu Deutschland sicherstellen.

Als Maßnahmen zur Attraktivierung alternativer Antriebe im Segment schwere Nutzfahrzeuge werden von den Studienautoren vorgeschlagen:

Facts und wesentliche Erkenntnisse

Zur Bewertung alternativer Antriebstechnologien ist eine Lebenszyklus-orientierte Betrachtung von Fahrzeug, Energieträger und Tank-Infrastruktur nötig. Der Fernverkehr wird derzeit fast ausschließlich mit Diesel-Lkw betrieben, während LNG-Lkw in der EU zunehmend Marktanteile gewinnen. Andere alternative Antriebstechnologien und erneuerbare Energieträger haben spezifische Herausforderungen, die ihren Einsatz im Schwerverkehr limitieren.

Diesel-Lkw

Die Reduktion von Umweltwirkungen durch Biokraftstoffe ist begrenzt, da die Produktionsmengen niedrig sind. Synthetische Kraftstoffe (e-Fuels) sind noch in Entwicklung und derzeit wirtschaftlich nicht rentabel.

Batterie-elektrische Lkw (BE-Lkw)

Sie haben eine hohe Energieeffizienz. Schwere BE-Lkw werden in Demonstrationsprojekten für lokalen und regionalen Einsatz getestet, sind jedoch für Langstreckenfahrten oft noch ungeeignet. Nachhaltigkeitswirkungen verschieben sich von der Betriebsphase in die Produktion und Entsorgung, besonders wegen der Rohstoffgewinnung und Akku-Produktion. Fehlende Ladeinfrastruktur und Standardisierung sind weitere Hürden.

Brennstoffzellen-Lkw (BZ-Lkw)

Nach anfänglichem Hype wird klar, dass technische Entwicklungen nötig sind, um Pkw-Komponenten für schwere Nutzfahrzeuge nutzbar zu machen. Wasserstoff-Tankstellen sind

noch nicht weit verbreitet, und die Wasserstoffproduktion erfolgt derzeit hauptsächlich aus fossilen Quellen. Eine industrielle Produktion aus Erneuerbaren erfordert hohe Verfügbarkeit von grünem Strom und große Elektrolyseanlagen, die noch in Entwicklung sind.

Gasbetriebene Lkw (LNG-Lkw)

Der LNG-Lkw ist als einziger alternativer Antrieb für die Langstrecke technologisch ausgereift und bildet in wesentlichen Studien einen Bestandteil im Mobilitäts-Mix bis 2050. Die Marktdurchdringung von LNG-Fahrzeugen ist innerhalb der EU stark unterschiedlich ausgeprägt. Italien, Spanien und Frankreich setzen LNG-Lkw in größerem Umfang ein, Deutschland forciert den Einsatz von LNG derzeit massiv durch Förderungen und Erleichterungen. International stellen Transportunternehmen zunehmend Fahrzeugflotten für den gewerbsmäßigen Betrieb auf LNG um, während die Zulassungszahlen in Österreich ein geringes Niveau aufweisen. Tankstellen-Infrastruktur ist auf europäischer Ebene verfügbar, der Aufbau nimmt jedoch in Österreich erst langsam an Fahrt auf. Der Einsatz von fossilem LNG trägt vor allem zur Reduktion von Luftschadstoffen gegenüber Diesel-Lkw bei. Der breite Einsatz von Bio-LNG ist mittelfristig möglich und hat großes Potenzial zur THG-Reduktion des Schwerverkehrs.

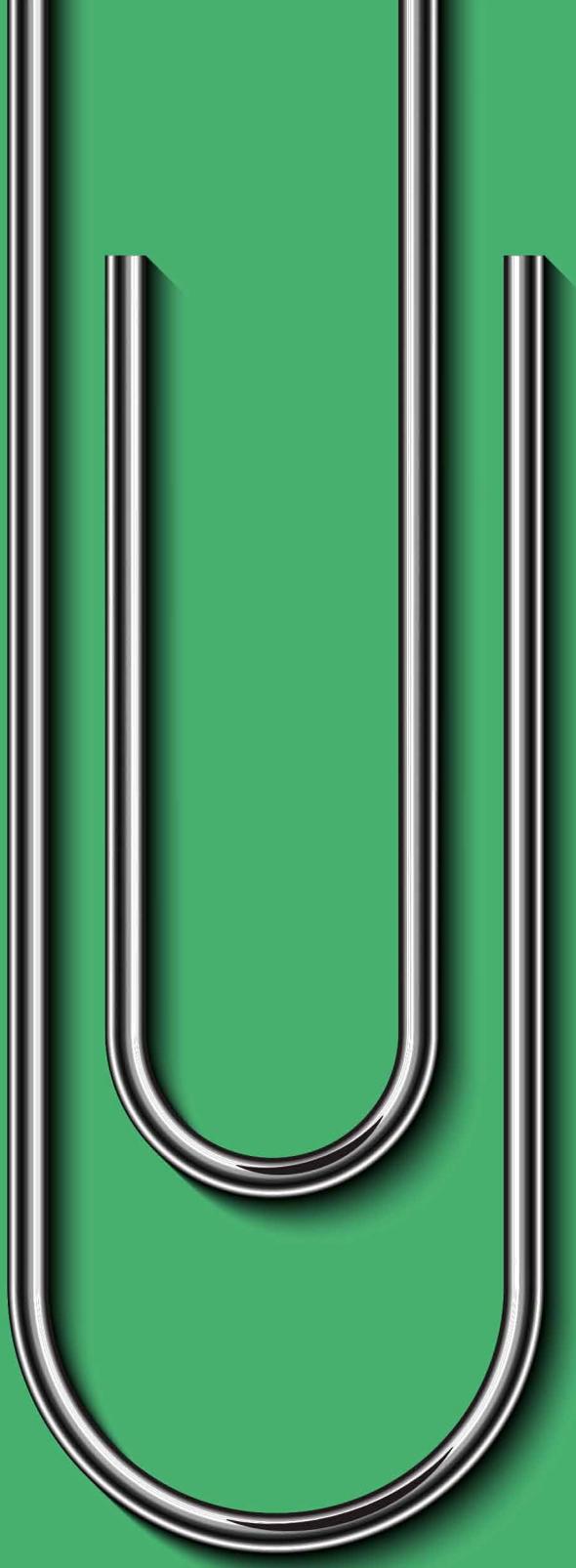
Insgesamt zeigen diese Punkte, dass jede Antriebstechnologie spezifische Herausforderungen hat, die ihre Praktikabilität und Umweltfreundlichkeit beeinflussen.

1. Zeitlich befristete Mautbefreiung und Schaffung einer eigenen Mautklasse für Gas-Lkw (LNG/CNG)
2. Zeitlich befristete Förderung der Anschaffung für Gas-Lkw (LNG/CNG) analog zu Deutschland und Ausnahmeregelungen von lärm- und umweltbedingten Beschränkungen. (Dazu zählen etwa Erhöhung der Attraktivität durch Ausnahmeregelungen bei Nacht-Fahrverbot, umweltbedingter Fahrverbote sowie Überprüfung einer Lockerung des Wochenend-Fahrverbots.) Zudem Entwicklung einer Förderrichtlinie für schwere Nutzfahrzeuge unter Berücksichtigung aller alternativen Antriebstechnologien zur Förderung der Anschaffung.
3. Entwicklung einer konkreten nationalen Umsetzungsstrategie zu alternativen Antrieben im Segment schwere Nutzfahrzeuge: Aktualisierung der Bewertung von Gas-Lkw (LNG/CNG) vor dem Hin-

tergrund aktueller Entwicklungen auf europäischer Ebene, Berücksichtigung von umweltbezogenen Wirkungen entlang des gesamten Lebenszyklus von Fahrzeugen und Energieträgern als Basis für die Technologiebewertung bei schweren Nutzfahrzeugen sowie Abstimmung und Kommunikation eines Konzepts zum nationalen Ausbau der Tank-Infrastruktur für LNG.

Ziel sollte die Schaffung einheitlicher Rahmenbedingungen zur technologieneutralen Förderung alternativer Antriebstechnologien im Segment schwere Nutzfahrzeuge unter Berücksichtigung von Gas-Antrieben sein. Eine Zusammenführung und Präzisierung der Maßnahmen könnte im Rahmen der Aktualisierung des Nationalen Strategierahmens „Saubere Energie im Verkehr“ aus dem Jahr 2016 erfolgen. ◀

ANHANG



Grünes Gas Forschungsprojekte 2019–2024

GREEN GAS 4 GRIDS



Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz

(2019) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Entwicklung eines Standard-Konzepts für die Aufbereitung von Rohbiogas zu einem einspeisefähigen Gas

(2019) Montanuniversität Leoben – Department für Umwelt- und Energieverfahrenstechnik;
TU Wien – Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften

Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas

(2019) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

Expertise für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins österreichische Gasnetz – Kunden-Erdgasanlagen und häusliche Gasgeräte

(2019) DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH in fachlicher Kooperation mit der Vereinigung der österreichischen Kessellieferanten (VÖK)

Kompodium Wasserstoff in Gasverteilnetzen (Beteiligung)

(2019ff.) DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH

Auswirkungen eines schwankenden Wasserstoffanteils im Erdgas auf die Industrie

(2020) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

Produktion grüner Gase aus Klärschlamm: Fallstudie für Wasserstoff aus DFB-Dampfgaserzeugung

(2020) BESTresearch – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH

Standardisierte Biogasaufbereitung und Methanisierung

(2020) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes

Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen und Klein-Kraft-Wärme-Kopplung für den Endkundenbereich

(2020) Forschung Burgenland – Department Energie & Umwelt

Treibhausgasemissionen von Biomethan aus mikrobiologisch erzeugtem Biogas für unterschiedliche Substrate

(2020) BESTresearch – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH

Analyse des Mischens und Entmischens von Wasserstoff in Methan

(2020) TU Wien – Institut für Strömungsmechanik und Wärmeübertragung

BioEcon – Innovative wood-based value chains (Beteiligung)

(2020–2021) BESTresearch – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH

Metastudie zur Produktion von klimaneutralen Gasen

(2021) Johannes Kepler Universität Linz

Studie für aktuelle Technologien und Anwendungen von Gaswärmepumpen sowie elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit Gasbrennwertgeräten für den Endkundenbereich

(2021) Forschung Burgenland GmbH

Aktuelle Technologien und Anwendungen von Brennstoffzellen als KWW in Gewerbe und Industrie

(2021) Forschung Burgenland GmbH

Marktanalyse zur Brennwertbestimmung eines Gasgemisches

(2021) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

HyGrid Pilot Study – Analyse der Verunreinigungen im Wasserstoff beim Transport in umgewidmeten Pipelines

(2021–2022) HyCentA Research GmbH

Analyse des Mischens und Entmischens von Wasserstoff in Methan

(2021) TU Wien – Institut für Strömungsmechanik und Wärmeübertragung (ISW)

Standardisierung von Biomethankompressoren

(2021) keep it green GmbH

Effizienzsteigerung der österreichischen Gasverteilung – Best Practice Beispiele und Ableitung von Optimierungsmaßnahmen

(2021–2022) TU Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Ready4H2 (Beteiligung)

(2021–2023) DNV, Danish Gas Technology Centre, 92 Verteilnetzbetreiber Europas

Gaswärmepumpen und Hybridheizsysteme

(2022) Forschung Burgenland GmbH

Studie Brennstoffzellen und KWKs in Gewerbebetrieben

(2022) Forschung Burgenland GmbH

HyGrid²

(2022–2025) HyCentA Research GmbH; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Materials Center Leoben (MCL); Montanuniversität Leoben; WIVA P&G

Effizienz von Luft-Wärmepumpenanlagen in unterschiedlichen Gebäudeklassen

(2022) Forschung Burgenland GmbH

Brennwertbestimmung eines Gasgemisches

(2022) Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

HyPipe

(2022–2023) TU Graz – Institut für Materialwissenschaften; TÜV Süd AG

BIG Green Gas

(2022–2024) BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH; TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften

Standardisierung von Verdichtern für Biomethan

(2022) keep it green GmbH

H2toPipe (Beteiligung)

(2022–2025) Polymer Competence Center Leoben GmbH; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

SusBioEcon

(2023ff.) BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH; Doka Österreich GmbH; Nawaro Energie Betrieb GmbH

HyQuality

(2023–2024) FEN Research GmbH

Ready4H2 Phase 3

(in Ausführung) Konsortium aus 91 europäischen Gasversorgungsunternehmen und Organisationen

BioGrid

(in Ausführung) TU Wien – Institut für Thermodynamik und Energiewandlung; Energieinstitut an der JKU Linz

H2 Feldbogen

(in Ausführung) TU Graz – Institut für Werkstoffkunde, Fügetechnik und Umformtechnik

HyTool

(in Ausführung) HyCentA Research GmbH

Transformation Gasnetze 2040

(in Ausführung) Compass Lexecon



GREEN GAS 4 MOBILITY

Gesamtwirtschaftliche Betrachtung alternativer Antriebstechnologien mit Fokus auf den Einsatz von Erdgas-Lkw in Österreich

(2019) WU Wien – Institut für Transportwirtschaft und Logistik

Wasserstoff in der Mobilität – Recherche bezüglich existierender Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge

(2019) Wolfgang Zeiner, Konsulent für alternative Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe

CNG Home Refuelling Stations – Identifikation der regulatorischen Hürden

(2020) TU Wien – Institut für Fahrzeugantriebe & Automobiltechnik

Gutachten zur Risikobewertung von Wasserstofffahrzeugen in Tiefgaragen

(2021) Bernhard Schneider, Sachverständiger

ReHaul (Beteiligung)

(2022–2023) ERIG – European Research Institute for Gas and Energy Innovation; OST – Ost Schweizer Fachhochschule

Glossar

Aufbereitung ↗ Methanisierung

Bio-CNG: Biomethan, das für den Einsatz als Kraftstoff gasbetriebener Fahrzeuge komprimiert wird (CNG = Compressed Natural Gas).

Biogas: (auch: Rohbiogas) Natürliches Gas, erzeugt durch Vergärung von biogenen Stoffen wie Reststoffen der Land- und Forstwirtschaft, tierischen Exkrementen (Gülle, Mist), Klärschlamm und Biotonnenabfällen. Kann weiter zu ↗ Biomethan aufbereitet werden.

Bio-LNG: Biomethan, das für Transport und Speicherung bzw. als Kraftstoff im Schwerverkehr unter tiefen Temperaturen verflüssigt wird (LNG = Liquefied Natural Gas).

Biomethan: Biogas, das nach der Aufbereitung (Trocknung, CO₂-Abscheidung und Entschwefelung) die gleichen chemischen und brenntechnischen Eigenschaften wie Erdgas besitzt und daher in das Gasnetz eingespeist werden kann.

Biomethan Register Austria: Dokumentationssystem, das auf Basis von gemessenen und vom Netzbetreiber übermittelten Daten die Mengen und die Qualität von in das Gasnetz eingespeistem Biomethan erfasst. Darüber werden Nachweise ausgestellt. Betreiber ist die AGCS.
(Weitere Info: www.biomethanregister.at)

Bio-SNG: Biologisches synthetisches Methan. Wird durch Mischung (Synthese) von klimaneutralem Wasserstoff mit CO₂ bzw. CO aus nicht fossilen Quellen hergestellt. Auch aufbereitetes ↗ Holzgas wird als BIO-SNG bezeichnet.

Blending: Mischen von Wasserstoff und Methan im Gasnetz. Derzeit ist ein Anteil von 10 Vol.-% Wasserstoff im Netz erlaubt. Ggs.: Deblending.

Brennstoffzelle: Gerät, das die Energie eines zugeführten Brennstoffs (z.B. Erdgas oder Wasserstoff) und eines Oxidationsmittels in elektrische Energie umwandelt.

Brennwert: Energiegehalt eines Stoffes, z.B. eines Brenngases. Der Brennwert unterscheidet sich vom Heizwert dadurch, dass er zusätzlich die Kondensationswärme des Verbrennungsprodukts berücksichtigt.

Brennwertgerät: Heizgerät, das die Kondensationswärme des Verbrennungsprodukts ebenfalls als Heizenergie nutzbar macht.

CCS: CO₂-Abscheidung und Speicherung (Abk. für Carbon Capture and Storage). Das bei der Verbrennung fossiler Energieträger anfallende CO₂ wird nicht an die Atmosphäre abgegeben, sondern komprimiert in unterirdische Langzeit-Lagerstätten verbracht.

CCU: CO₂-Abscheidung und Nutzung (Abk. für Carbon Capture and Utilization). Das bei der Verbrennung fossiler Energieträger anfallende CO₂ wird nicht an die Atmosphäre abgegeben, sondern als Rohstoff in weiteren industriellen Prozessen eingesetzt.

CDR: (Abk. für Carbon Dioxide Removal) Technologie, die darauf abzielt, CO₂ aus der Atmosphäre zu entfernen. Neben Aufforstung und biologischer Kohlenstoffbindung zählt dazu auch die Direkte Luftabscheidung, bei der Maschinen das CO₂ direkt aus der Luft filtern. Das CO₂ kann dann entweder für industrielle Zwecke genutzt unterirdisch gespeichert werden.

CNG: Compressed Natural Gas. Für den Einsatz als Kraftstoff gasbetriebener Fahrzeuge komprimiertes Erdgas. Vgl. auch ↗ Bio-CNG

CO₂: Kohlendioxid. Chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff. CO₂ ist ein natürlich vorkommendes Gas, dessen Konzentration jedoch vor

allem durch Verbrennung fossiler Energieträger ansteigt und das so als Treibhausgas zur Klimaerwärmung beiträgt.

Dampfreformierung: Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern (vor allem aus Erdgas, aber auch aus Biogas und Biomasse) und Wasser unter hohem Druck und Temperatur.

Decarbonisierung: Vermeidung der Emissionen von kohlenstoffbasierten Treibhausgasen (vor allem CO₂) aus Verbrennung fossiler Rohstoffe durch Einsatz erneuerbarer Energieträger und durch Energieeffizienzmaßnahmen.

Diversifizierung: Hier: Vielfalt bei den eingesetzten Energieträgern und/oder Bezugsquellen zur Vermeidung von Abhängigkeiten.

EHB ↗ European Hydrogen Backbone

Elektrolyse: Prozess, bei dem elektrischer Strom den Austausch von Elektronen zwischen zwei Reaktionspartnern auslöst – hier ist vor allem die Aufspaltung von Wasser (H₂O) in Sauerstoff und Wasserstoff (der als Energieträger verwendet werden kann) gemeint.

Energiepflanze: Speziell zur energetischen Nutzung angebaute Pflanze. Energiepflanzen sollen bei der Biogaserzeugung sukzessive durch organische Reststoffe ersetzt werden.

Energiewende: Unscharfer Begriff zur Bezeichnung des Wechsels von nicht-nachhaltiger Nutzung fossiler Energieträger (Kohle, Erdöl, Erdgas) zu nachhaltiger Energieversorgung durch erneuerbare Energien.

Erdgas: In unterirdischen Lagerstätten natürlich vorkommendes Gasgemisch (engl.: Natural Gas), das vor Jahrmillionen entstanden ist. Nach Reinigung und Aufbereitung besteht es hauptsächlich aus dem energiereichen Methan. In Österreich seit den 1970er-Jahren großflächig eingesetzt, wichtiger fossiler Energieträger.

erneuerbar: Im menschlichen Zeithorizont praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehend bzw. sich in kurzer Zeit erneuernd. (Dadurch unterscheiden sich erneuerbare Energien von fossilen, die sich erst über einen Zeitraum von Millionen Jahren regenerieren.)

Erneuerbaren-Richtlinie (RED): EU-Richtlinie zur Förderung von Produktion und Nutzung erneuerbarer Energie durch spezifische Ziele und klare Rahmenbedingungen. Die RED III legt fest, dass der Erneuerbaren-Anteil am Endenergieverbrauch bis 2030 mindestens 42,5 % betragen muss. Für Grünes Gas bedeutet dies eine wichtige Marktperspektive, da es in mehreren Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) zur Zielerreichung beitragen kann.

European Hydrogen Backbone (EHB): Europaweites Wasserstoffnetz, das auf Initiative von 30 Infrastrukturbetreibern aufgebaut wird und Erzeugung, Transport und Verteilung von (Grünem) Wasserstoff über große Entfernungen möglich machen soll. Berücksichtigt auch Import und Export in die / aus der EU.

fossil: In geologischer Vorzeit aus Abbauprodukten von toten Tieren und Pflanzen entstanden.

Green Gas Ready: Label für Gasgeräte, die einwandfrei mit Grünem Gas funktionieren (de facto alle am Markt befindlichen Gasgeräte).

Grünes Gas : Sammelbegriff für gasförmige Energieträger, die – im Gegensatz zu fossilem Gas – erneuerbar bzw. klimaneutral sind. Grüne Gase sind ↗ Biomethan, ↗ Bio-SNG und klimaneutraler ↗ Wasserstoff

H₂-Roadmap: Detailliertes Konzept für die Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur und des Energiebedarfs bis 2050. Der Wasserstofftransport soll größ-

tenteils über umgewidmete Gasleitungen und parallel zum bestehenden Gasnetz erfolgen. (Weitere Info: aggm.at/energiewende/h2-roadmap)

Holzgas: Biogas, das aus forstlicher Biomasse, Altholz und Sägenebenprodukten durch thermische Vergasung hergestellt wird. Kann weiter zu \nearrow Bio-SNG aufbereitet werden.

Hybridsystem: Hier: Raumheizung, die aus einer Kombination von elektrisch betriebener Wärmepumpe und Gaskessel besteht.

Klimaneutral: Ohne Einfluss auf das Klima. Meist wird darunter CO_2 -neutral verstanden, d.h. ein Prozess ist klimaneutral, wenn kein CO_2 aus fossilen Energieträgern in die Atmosphäre abgegeben wird.

Klimaziel: Ziel, den von Menschen verursachten globalen Temperaturanstieg durch den Treibhauseffekt bis zum Jahr 2100 auf $1,5^\circ\text{C}$ zu begrenzen (gerechnet vom Beginn der Industrialisierung an) – beschlossen im „Pariser Übereinkommen“ auf der UN-Klimakonferenz 2015.

Kohlegas: Durch Vergasung von Kohle unter Luftabschluss hergestelltes Brenngas, das im 19. Jahrhundert vor allem zur Beleuchtung von Straßen und Häusern eingesetzt wurde (Leuchtgas). Vgl. auch \nearrow Stadtgas

Kohlendioxid $\nearrow \text{CO}_2$

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung. Erzeugung von Strom und Wärme in einem gemeinsamen thermodynamischen Prozess. Die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme wird beispielsweise für die Nah- und Fernwärmeversorgung genutzt.

LNG: Liquefied Natural Gas. Für Transport und Speicherung bzw. als Kraftstoff im Schwerverkehr unter tiefen Temperaturen verflüssigtes Erdgas. Vgl. auch \nearrow Bio-LNG

Methan: Brennbares, geruchloses, ungiftiges Gas (Kohlenwasserstoffverbindung CH_4), das in der Natur hauptsächlich im Erdgas sowie in gebundener Form als Methanhydrat am Meeresboden und in Permafrostgebieten vorkommt. Kann auch künstlich hergestellt werden: \nearrow Synthetisches Methan.

Methanisierung: Technischer Prozess zur Aufwertung von Biogas auf Erdgasqualität durch Erhöhung des Methangehalts. Methanisierung ermöglicht die Einspeisung ins Gasnetz.

Ökostrom: Elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Wind, Wasserkraft und Biomasse).

Plasmalyse: Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Methan (CH_4). Im Gegensatz zur herkömmlichen \nearrow Dampfreformierung wird dabei ein Plasma (Aggregatzustand, in dem Elektronen von den Atomen abgespalten werden) als Energiequelle verwendet, um das Methan in die gewünschten Produkte Wasserstoff und Kohlenstoff aufzuspalten.

Power-to-Gas (P2G): Verfahren, das Strom durch Einsatz einer \nearrow Elektrolyse-Anlage in Wasserstoff (oder in weiterer Folge zu synthetischem Methan) umwandelt.

Pyrolyse: Thermochemisches Verfahren, bei dem organische Verbindungen (z.B. Biomasse) bei hohen Temperaturen und unter Luftabschluss aufgespalten werden. Ergebnis ist ein Synthesegas, das z.B. zu SNG oder Wasserstoff weiterverarbeitet werden kann.

Rohbiogas \nearrow Biogas

Sektorkopplung: Zusammenspiel unterschiedlicher Energieträger und ihrer Infrastruktur, um Synergien zu nutzen und die Effizienz zu steigern. Verknüpfung der Strom-, Wärme- und Gasnetze. Das Gasnetz liefert dabei einen wertvollen Beitrag für den flexiblen Transport und die Speicherung großer Energiemengen. Voraussetzung für eine kosteneffiziente \nearrow Dekarbonisierung.

SNG \nearrow Synthetisches Methan

Stadtgas: Meist in städtischen Gaswerken hergestelltes Brenngas in verschie-

dener Zusammensetzung (v.a. Methan, Wasserstoff, Stickstoff, Kohlenmonoxid), basierend auf Kohlevergasung. Mitte des 20. Jahrhunderts von Erdgas abgelöst.

synthetisches Methan: Synthetic Natural Gas (SNG). Durch Mischung (Synthese) von Wasserstoff mit CO_2 bzw. CO künstlich hergestelltes Methan. Vgl. auch \nearrow Bio-SNG.

THG \nearrow Treibhausgas

Transformation der Gasinfrastruktur: Wandel und Anpassungen der existierenden Gasinfrastruktur, um die Dekarbonisierung des Energiesystems zu beschleunigen. Während Biomethan und Synthesegas uneingeschränkt in das bestehende Netz eingespeist und gespeichert werden können, sind für Wasserstoff Anpassungen nötig. Diese umfassen die Umstellung bestehender Gasleitungen ebenso wie die Errichtung neuer Wasserstoffleitungen und die Adaption der bestehenden Speicher für die Aufnahme von Wasserstoff.

Treibhausgas (THG): Gas, das zum Treibhauseffekt beiträgt, indem es von der Erde abgegebene Wärmestrahlung absorbiert und so eine Klimaerwärmung bewirkt. Die wichtigsten Treibhausgase sind: CO_2 , Methan, Fluorkohlenwasserstoffe und Lachgas.

Überschussstrom: Aufgrund erneuerbarer Energieträger schwankt die Stromerzeugung zwischen Tag/Nacht und Sommer/Winter. Übersteigt die erzeugte Strommenge die Kapazität der Stromnetze oder den aktuellen Stromverbrauch, spricht man von Überschussstrom.

Vergasung: Thermochemisches Verfahren, bei dem organische Verbindungen (z.B. Biomasse) bei hohen Temperaturen ($800\text{--}1.200^\circ\text{C}$) und unter kontrollierter Zugabe von Sauerstoff aufgespalten werden. Das so erzeugte Synthesegas lässt sich z.B. zu SNG weiterverarbeiten.

Versorgungssicherheit: Sowohl langfristig als auch kurzfristig unterbrechungsfreie, zuverlässige und qualitativ hochwertige Versorgung mit einem Energieträger. Garantie, dass stets ausreichend Energie für alle Abnehmer vorhanden ist.

volatil: Schwankend bzw. nicht konstant zur Verfügung stehend; z.B. die wetter- und witterungsabhängigen Energiequellen Wind, Sonne und Wasserkraft.

Wärmepumpe: technische Einrichtung (Gerät), die der Umgebung (z.B. Luft, Wasser, Erdreich) Wärmeenergie entzieht und diese durch Verdichtung auf ein höheres Temperaturniveau bringt, um sie in einem Gebäude für Heizung oder Warmwasserbereitung zu nutzen. Die zum Betrieb benötigte Energie wird mittels Strom oder Gas bereitgestellt.

Wasserstoff: Wasserstoff (H_2) ist das leichteste Element und unter Normalbedingungen gasförmig. Er besitzt die höchste Energiedichte aller Brenngase auf das Gewicht bezogen, ist gut speicherbar und somit ein optimaler Energieträger für den Einsatz in allen Gasanwendungen. Wasserstoff kann direkt (bis zu einem gewissen Prozentsatz) ins Gasnetz eingespeist werden. Er kann aber auch methanisiert werden, dadurch entsteht klimaneutrales Methan, das sich unbegrenzt einspeisen lässt. Wasserstoff trägt je nach Art der Gewinnung unterschiedliche Farbbezeichnungen, z.B.: Grüner Wasserstoff (aus erneuerbaren Energien) oder Blauer und Türkiser Wasserstoff (aus Erdgas gewonnen, ohne dass dabei CO_2 in die Atmosphäre abgegeben wird).

Wasserstoff-Valley: Bez. für eine Region, in der Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Behörden zusammenarbeiten, um Projekte zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff zu entwickeln und umzusetzen.

Wobbe-Index: Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen. Er ermöglicht es, Gase unterschiedlicher Zusammensetzung und Herkunft hinsichtlich ihrer Verbrennungseigenschaften in technischen Anwendungen zu vergleichen. Der Wobbe-Index für ein Brenngas ist definiert als Verhältnis seines Heizwertes zur Quadratwurzel seiner Dichte.

Weiterführende Information

LITERATUR

- „Greening the Gas. Forschungsbericht“ (ÖVGW 2019ff.) Seit 2023 u.d.T. „Grünes Gas. Forschungsbericht“
- „FORUM Gas Wasser Wärme“ Jgg. 2019ff. pass.
- „Erneuerbares Gas – Green Energy made in Austria“ (FGW 2020)
- „Gas im Faktencheck“ (ÖVGW 2021)
- „Grünes Gas“ – ÖVGW Factsheet Gas 1 (2021)
- „Grünes Gas – Energiezukunft auf den Punkt gebracht“ (FGW/ÖVGW 2022)
- „Wasserstoff. Biomethan. Synthesegas. Grüne Gase ermöglichen ein klimaneutrales Energiesystem“ (ÖVGW 2024)
- „Für eine sichere und nachhaltige Energiezukunft. Lösungen der Gas- und Fernwärmewirtschaft“ (FGW 2024)

www.gruenes-gas.at

www.ovgw.at

KONTAKT



DI Michael Obermann, PhD
 ÖVGW – Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
 A-1010 Wien, Schuberttring 14
 Tel.: +43 / 1 / 513 15 88 - 35
 E-Mail: obermann@ovgw.at
www.ovgw.at

Impressum

FORUM SPECIAL 9 [2024] – Sonderheft des FORUM GAS WASSER WÄRME, Oktober 2024.
 Recherche und Interviews Erich Johann Papp. Text Christian Fell und Erich Johann Papp. Redaktion H. M. Jobst.
 Cover-Illustration Im Fokus der Forschung (Ruck). Auflage dieses Sonderheftes 3.500.

FORUM GAS WASSER WÄRME Offizielle Fachzeitschrift des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW) und der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW). Redaktion Chefredaktion: Mag. H.M. Jobst, E-Mail: hjobst@forum-gww.at. Redaktionsteam: Mag. Erich Johann Papp, Mag. Christian Fell. Verlag und Vertrieb Friedrich Druck & Medien GmbH, Linz und Wien. Anzeigenberatung und Medienkoordination ÖVGW, Mag. Silvia Berner, 1010 Wien, Schuberttring 14, Tel.: +43/1/513 15 88-33, E-Mail: berner@ovgw.at. Abonnement ÖVGW, 1010 Wien, Schuberttring 14, Tel.: +43/1/513 15 88-0, E-Mail: office@ovgw.at. Preis Einzelheft EUR 8,- Jahresabo (6 Hefte) EUR 40,- Auflage 5.000.

OFFENLEGUNG NACH DEM MEDIENGESETZ: Medieninhaber Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW) und Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW), repräsentiert durch GF Mag. Michael Mock, 1010 Wien, Schuberttring 14, Tel.: +43/1/513 15 88-0, E-Mail: office@gaswaerme.at, office@ovgw.at. Herausgeber peripher.media, 1140 Wien, Spallartgasse 19/1/31, E-Mail: office@forum-gww.at.



„Die Umstellung des Systems bringt einen sehr hohen Forschungsbedarf mit sich. Das bedeutet auch für das Gasfach der ÖVGW ein neues Denken. Das Erdgassystem wurde in den letzten vierzig, fünfzig Jahren optimiert, und man musste sich beim Regelwerk nur mehr mit Detailfragen befassen. Jetzt braucht es aber eine völlige Neuausrichtung und Innovationen.“

Manfred Pachernegg, ÖVGW-Präsident – Funktionsperiode 2017/18

„Die Grundidee ist heute dieselbe wie zu Zeiten der Vereinsgründung vor 140 Jahren: nämlich die Gasversorgung so sicher wie möglich und zum Nutzen aller Kunden durchzuführen – nur dass es nun eben erneuerbare Gase sein werden. Es wird daher auch in Zukunft Aufgabe der ÖVGW sein, dafür zu sorgen, dass gut ausgebildete Personen zuverlässige Produkte unter technisch sicheren Bedingungen einsetzen. Das erwartet man von uns – und das werden wir auch schaffen.“

Michael Haselauer, ÖVGW-Präsident – Funktionsperiode 2021/22

„Mit unserer Forschungsinitiative tragen wir gemeinsam mit nationalen und internationalen Partnern jedenfalls dazu bei, dass die wichtigen technischen Fragen rund um Erzeugung, Transport und Nutzung erneuerbarer Gase in den nächsten Jahren zufriedenstellend gelöst werden.“

Stefan Wagenhofer, ÖVGW-Vizepräsident – Funktionsperiode 2023/24

