



ASUE

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und
umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.

Wasserstoffanwendung in Industrie und Energiewirtschaft



Inhalt

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 1 | Physikalische Kenndaten | 3 |
| 2 | Warum Wasserstoff? | |
| | Vergleich mit Erdgas und anderen Gasen | 4 |
| 3 | Herstellung von Wasserstoff | 5 |
| | Reforming | 5 |
| | Elektrolyse | 6 |
| | Pyrolyse | 8 |
| | Plasmaanalyse | 8 |
| | Natürliche Quellen | 9 |
| | Wasserstoff als Koppelprodukt | 9 |
| 4 | Wasserstoff als Industrierohstoff | 10 |
| | Wasserstoff-Klassen | 10 |
| | Strom- und Wärmeerzeugung | 12 |
| | Kohlehydrierung | 12 |
| | Fischer-Tropsch-Synthese | 12 |
| | Veredelung flüssiger Kraftstoffe | 13 |
| | Ammoniakherstellung | 14 |
| | Direktreduktion von Eisen | 14 |
| | Wasserstoff als Kältemittel | 15 |
| | Schutzgas in der Metallurgie | 15 |
| | Härtung von Fetten | 15 |
| 5 | Sekundärenergieträger auf Wasserstoffbasis | 16 |
| | Methanisierung | 16 |
| | Methanol | 18 |
| | Ammoniak | 18 |
| 6 | Wasserstoffspeicherung | 19 |
| | Druckspeicherung | 19 |
| | Kryospeicherung | 19 |
| | Geologische Speicherung | 20 |
| | Physisorption und Chemisorption | 21 |
| 7 | Wasserstofftransport und -infrastruktur | 22 |
| | Fahrzeuggebundener Transport | 22 |
| | Wasserstoff im Gasnetz | 22 |
| | LOHC | 23 |
| | Tankstellen | 24 |
| | Nationaler Wasserstoffhandel | 25 |
| | Transkontinentaler Handel | 26 |
| 8 | Potenziale in der Energie- und Rohstoffwirtschaft | 28 |
| 9 | Zertifizierung und Bilanzierung | 29 |
| 10 | Integrationsstrategien | 30 |
| | Beimischung | 30 |
| | Inselsysteme | 30 |
| | Wasserstoffnetz | 31 |

WASSERSTOFF IST DAS NEUE ERDÖL!

Mit großem Engagement werden derzeit Technologien, Konzepte und Projekte entwickelt, die den klimaschützenden Eigenschaften von Wasserstoff in die Umsetzung helfen sollen.

Eine große Verantwortung kommt dabei den heute größten Emittenten von klimaschädlichem CO₂ zu. Denn die Chemie- und Baustoffindustrie, zentrale Kraftwerke, aber auch die Gasnetzbetreiber müssen ihre Prozesse nach Möglichkeit umstellen, denn Wasserstoff hat im Vergleich zu Erdgas einige relevanten Unterschiede.

Der heutige Wasserstoffbedarf in Deutschland beträgt im Jahr 2020 ca. 500.000 t/a. Davon werden ca. 170.000 t/a durch Reformierung von Erdgas hergestellt, weitere 330.000 t/a entstehen als Nebenprodukt in chemischen Prozessen. Dieser Bedarf wird sich durch Energie- und Wärmewende deutlich erhöhen.

In dieser Broschüre führen wir in die wichtigsten industriellen Nutzungs- und Erzeugungspfade von grauem, blauem, türkisem und grünem Wasserstoff ein. Wir zeigen auf, in welchen Branchen Wasserstoffbedarfe zu verorten sind und geben einen Ausblick, wie die Vernetzung zukünftig aussehen kann.



1 Physikalische Kenndaten

Wasserstoff wurde 1766 von Henry Cavendish beim Experimentieren mit Quecksilber und Salzsäure entdeckt und von ihm als brennbare Luft bezeichnet. Er tritt unter Standardbedingungen in der Regel als Molekül bestehend aus zwei Wasserstoffatomen (H_2) auf. Die Bezeichnung Wasserstoff existiert seit 1787. Der Franzose Lavoisier „taufte“ den Wasserstoff als „hydrogène“ (hydör = Wasser, griechisch; genes = erzeugend) = Wasser-Bildner, denn Wasser enthält 11,2 Gew.-% Wasserstoff. Obwohl Wasserstoff im gesamten Universum mit über 90 % aller Atome und rund drei Viertel der gesamten Masse als häufigstes Atom vorkommt, macht freier Wasserstoff nur etwa 1 % der Erdkruste aus und kommt in der Erdatmosphäre sogar nur in Spuren vor.

In chemischen Verbindungen mit anderen Elementen ist Wasserstoff jedoch weit verbreitet. Er ist das kleinste der Elemente und gleichzeitig das leichteste Gas. Der Siedepunkt von Wasserstoff liegt bei -253 °C . Wasserstoff hat im Vergleich zu anderen Energieträgern die höchste massenspezifische, aber gleichzeitig auch die geringste volumenspezifische Energiedichte.

Eigenschaften und Stoffdaten

Wasserstoff ist:

- ungiftig und nicht ätzend oder reizend
- umweltneutral, nicht wassergefährdend
- geruchlos
- geschmacksneutral
- unsichtbar, verbrennt mit unsichtbarer Flamme
- flüchtig, leichter als Luft
- entweicht durch kleinste Öffnungen
- wirkt auf einige Materialien verspröhdend
- nicht radioaktiv
- nicht krebserzeugend

| Stoffdaten Wasserstoff | |
|--|---|
| Siedetemperatur (T_s) | $-252,77\text{ °C} = 20,39\text{ K}$ |
| Schmelztemperatur (T_{sch}) | $-258,60\text{ °C} = 14,40\text{ K}$ |
| Flüssigdichte (20,3 K; 1 bar) | 70,79 g/l |
| Gasdichte (20,3 K; 1 bar) | 1,34 g/l |
| Gasdichte (273,15 K; 1 bar) | 0,0899 g/l |
| Molekular-Gewicht (M) | 2,016 g/mol |
| Heizwert (H_i) | 3 kWh/m ³ bzw. 10,8 MJ/m ³ |
| Brennwert (H_b) | 3,54 kWh/m ³ bzw. 12,57 MJ/m ³ |
| Unterer Wobbe-Index | 11,361 kWh/m ³ bzw. 40,898 MJ/m ³ |
| Oberer Wobbe-Index | 13,428 kWh/m ³ bzw. 48,340 MJ/m ³ |
| Verdampfungswärme | 445,4 kJ/kg |
| Spezifische Wärmekapazität | $c_p = 14,199\text{ J/kg/K}$ bzw. $c_v = 10,074\text{ J/kg/K}$ |
| Zündgrenzen in Luft | untere 4,0 Vol.-% obere 75,0 Vol.-% |
| Detonationsgrenzen in Luft | untere 18,3 Vol.-% obere 59,0 Vol.-% |
| Selbstentzündungs-Temperatur | 585 °C |
| Minimale Zündenergie in Luft | 0,02 mJ |
| Max. Verbrennungstemperatur in Luft bei 29 % H_2 | 2.318 °C |
| Max. Verbrennungstemperatur mit reinem Sauerstoff bei 29 % H_2 | > 3.000 °C |
| Max. Flammgeschwindigkeit | 346 cm/s |
| Atomarer Wasserstoffgehalt in Wasser | 11,2 Gew.-% |

Tabelle 1



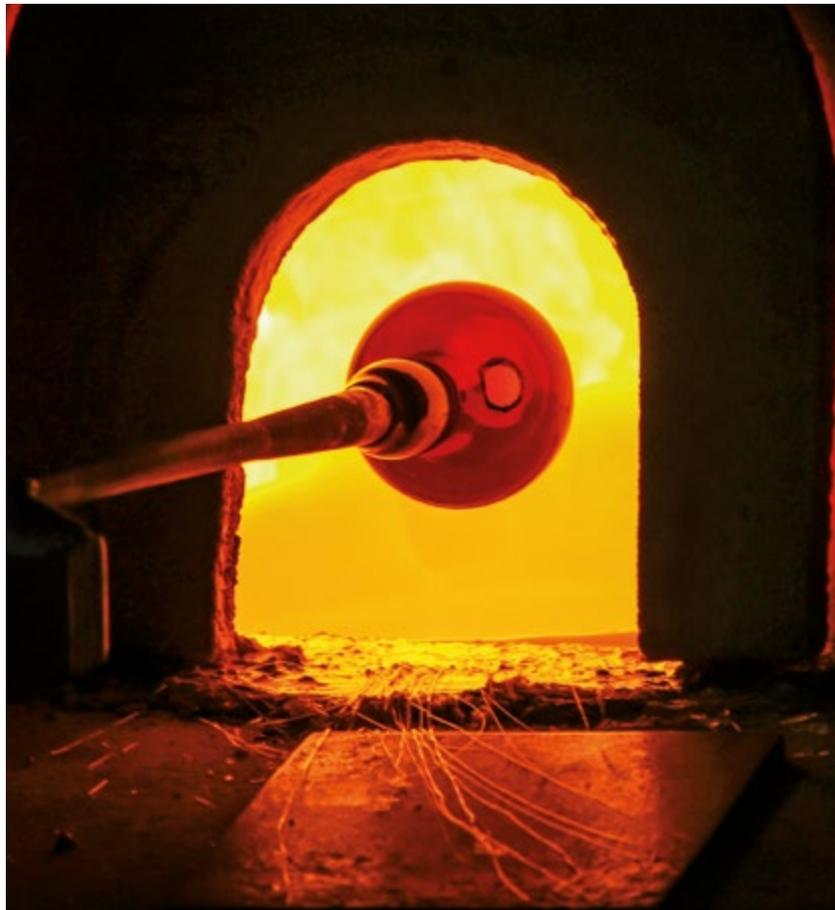
2 Warum Wasserstoff? Vergleich mit Erdgas und anderen Energieträgern

Wasserstoff ist als elementarer Bestandteil von Wasser in großer Menge auf der Erde verfügbar. Für die elektrolytische Erzeugung reinen Wasserstoffs ist es technologisch mittlerweile unerheblich, ob als Quellwasser Süßwasser oder salzhaltiges, für die Elektrolyse demineralisiertes Meerwasser verwendet wird.

Im Vergleich zu kohlenwasserstoffbasierten Energieträgern stellt die klimaneutrale Nutzung von reinem Wasserstoff einen Vorteil dar. Denn es entsteht ausschließlich Wasser (H_2O) und weder Kohlenstoffdioxid (CO_2) noch Feinstaub.

Auf dem Energiemarkt stehen der Nutzung von Wasserstoff verschiedene gasförmige und flüssige Stoffe gegenüber. Ihnen allen ist gemein, dass bei der abschließenden thermischen Verwertung CO_2 abgegeben wird, je nach Ursprung auch klimaneutral.

Der volumetrische Heizwert von Wasserstoff beträgt nur knapp ein Viertel des Heizwertes von Erdgas, aber massebezogen enthält Wasserstoff etwa zehn Mal mehr Energie als Erdgas.



| Relevante Stoffdaten der am weitesten verbreiteten Brenngase | | | | | | |
|--|------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---|---------------------------------|--------------------------------------|
| | Methangehalt Vol.-% | Heizwert H_i kWh/[Bezug] | Brennwert H_s kWh/[Bezug] | Dichte bei 0 °C 1 bar kg/m ³ | Zündgrenze in Luft Vol.-% | Wobbe- index MJ/m ³ |
| Erdgas | 80...99 | 8,6...11,4 [m ³] | 9,7...12,8 [m ³] | 0,72...1,00 | 4,0...17,0 | 48,17...53,45 |
| Biogas | 50...75 | 5,0...5,8 [m ³] | 5,6...6,7 [m ³] | 0,92...0,98 | 6,0...12,0 | 28,44 |
| Wasserstoff | --- | 3,0 [m ³] | 3,6 [m ³] | 0,09 | 4...7,5 | 40,90...48,34 |
| Propan | --- | 25,9 [kg] | 28,1 [kg] | 2,04 | 2...9,5 | 74,74...81,81 |
| n-Butan | --- | 8,6...11,4 [kg] | 9,7...12,8 [kg] | 0,72...1,00 | 4,0...17,0 | N/A |
| Benzin | --- | 7,8...9,1 [l] | 8,3...9,6 [l] | 0,70...0,78 | 0,6...8,0 | N/A |
| Diesel | --- | 9,9...10,4 [l] | 10,6...11,1 [l] | 0,84...0,88 | 0,6...7,5 | N/A |
| Methanol | --- | 3,9 [l] | 4,4 [l] | 0,79 | 6,7...36,0 | N/A |

Tabelle 2, Daten: Grundlagen der Gastechnik (ISBN: 978-3-446-44965-7), Tycza Energy GmbH, Gammel Engineering GmbH

3 Herstellung von Wasserstoff

Reforming

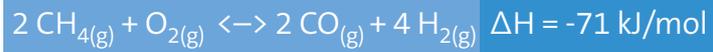
Die Dampfreformierung wurde von Carl Bosch im Zuge der Ammoniakherstellung entwickelt, bei der Wasserstoff als Grundstoff benötigt wird. Der Durchbruch bei der industriellen Wasserstoffherstellung durch Dampfreformierung gelang in den 1920er-Jahren durch die Verwendung von Nickelkatalysatoren.

Heute ist Erdgas der wichtigste Rohstoff zur Dampfreformierung. Prinzipiell lässt sich jedoch eine Vielzahl von Kohlenwasserstoffen wie z. B. Leichtbenzin, Schweröl, Methanol, Biogas und andere Biomasse zur Wasserstoffherstellung einsetzen.

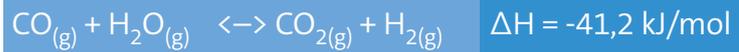
Die Dampfreformierung hat einen endothermen Reaktionsverlauf, das heißt die benötigte Wärme muss der Reaktion zugeführt werden.



Eine gleichzeitige partielle Oxidation der Kohlenwasserstoffe führt zu einem autothermen Reaktionsverlauf mit einem Wirkungsgrad von 60 – 70 %.



Die Wassergas-Shift-Reaktion erhöht die Ausbeute nochmals.



Die Dampfreformierung von Erdgas liefert weltweit derzeit etwa 70 % des jährlich benötigten Wasserstoffs. Es wird wegen der großen damit einhergehenden CO₂-Emissionen als „grauer Wasserstoff“ bezeichnet. Gelingt es aber, das CO₂ aufzufangen und anschließend weiter zu nutzen oder zu speichern, wird von „blauem Wasserstoff“ gesprochen. Bei „türkischem Wasserstoff“ fällt der Kohlenstoffanteil sogar in fester Reinform an und kann stofflich weiter genutzt oder eingelagert werden.



Wird das Gas mittels der hier beschriebenen Dampfreformierung erzeugt, wird es wegen der großen CO₂-Emissionen als „grauer Wasserstoff“ bezeichnet.

Gelingt es aber, das CO₂ aufzufangen und anschließend weiter zu nutzen oder zu speichern, wird von „blauem Wasserstoff“ gesprochen.

„Türkiser Wasserstoff“ entsteht, wenn Methan durch Pyrolyse oder Plasmalyse gespalten wird. Der Kohlenstoff fällt dann als nutz- oder problemlos lagerbarer Feststoff an.

Wird die Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Wind- oder Solarstrom genutzt oder Biogas zur Dampfreformierung eingesetzt, ist „grüner Wasserstoff“ das Produkt.

Extrem selten, aber trotzdem in einer Menge von ca. 670 Mrd. m³ in Mali verfügbar, ist so genannter „weißer Wasserstoff“, der in der Erdkruste vorliegt.

Elektrolyse

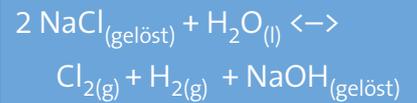
Die Elektrolyse hat in Deutschland eine wachsende Verbreitung. In den aktuellen Pilotanlagen zur Erzeugung grünen Wasserstoffs mit erneuerbarem Strom aus Wind- und Solaranlagen wird die Technologie aber eher noch zur Untersuchung der technischen Machbarkeit zur Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff ins Gasnetz genutzt, als zum tatsächlichen Ersatz von Erdgas. Grundsätzlich ist das Verfahren der Wasserelektrolyse ein altes technisches Verfahren und seit über 100 Jahren weltweit etabliert.

Die elektrochemische Wasserzersetzung erfolgt räumlich getrennt in zwei Teilreaktionen. Beide Reaktionsräume sind durch eine ionenleitende Schicht (Membran, Diaphragma, Keramik) voneinander getrennt, die mit einer Elektrolytlösung getränkt ist. Durch den Elektrolyten erfolgt der Ladungstransport. Es gibt im Wesentlichen drei Arten der Wasserelektrolyse mit jeweils unterschiedlichem technischem Aufbau (verschiedene Elektrolyten und Membranen) und Marktreife:

1. die **alkalische Elektrolyse** mit einem flüssigen, basischen Elektrolyt,
2. die saure **PEM-Elektrolyse** mit einem protonenleitenden, polymeren Festelektrolyt und
3. die **Hochtemperatur-Elektrolyse** mit einem Festoxid als Elektrolyt.

Das Wasser wird bei der alkalischen Elektrolyse normalerweise an der Kathodenseite, bei der PEM-Elektrolyse an der Anodenseite zugeführt. Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse wird der benötigte Wasserdampf an der Kathode zugeführt.

Die älteste der Elektrolysetechniken ist die alkalische Elektrolyse. Sie ist bewährt, zeichnet sich durch relativ geringe Investitionskosten aus und eignet sich für den langfristigen Einsatz. Gerade in der chemischen Industrie wird sie im großtechnischen Maßstab eingesetzt. Hier werden meist im gleichen Schritt wie Wasserstoff auch Chlor und Natronlauge als weitere Wertprodukte gewonnen:



Die PEM-Elektrolyse wird seit etwa 20 Jahren beforscht und zeichnet sich durch eine höhere Flexibilität aber auch durch eine geringere Langzeitstabilität aus. Momentan gibt es noch wenige kommerzielle Anlagen, meist für spezielle Einsatzgebiete wie die Halbleiterfertigung.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse wird aktuell von Forschungseinrichtungen und der Industrie entwickelt, es existieren aber noch keine kommerziellen Anlagen. Der eigenwirtschaftliche Betrieb von Elektrolyseuren ist stark von den jeweils gültigen, regulatori-

schen Rahmenbedingungen abhängig. So verhinderte die fällige EEG-Umlage bis zum EEG 2021 viele Projekte. Aber auch durch z. B. dem Stromsteuergesetz (StromStG) und dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) entspringen wirtschaftliche Hemmnisse für einen nachhaltigen Markthochlauf dieser Technologien.

Bei der Elektrolyse entscheidet der Emissionsfaktor der eingesetzten elektrischen Energie annähernd unabhängig vom genauen Verfahren über die finale Nachhaltigkeit des erzeugten Wasserstoffs. Der Strombe-

darf beträgt bei heutigen Elektrolyse-Anlagen ca. 50 kWh/kg_{H₂}.

Die Belastung des produzierten Wasserstoffs mit CO₂-Emissionen ist umso geringer, je geringer die kWh-spezifischen CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion ausfallen. Vor diesem Hintergrund wird außerhalb Deutschlands auch die Nutzung von Nuklearenergie zur Wasserstoffproduktion als Zukunftsoption angeführt.

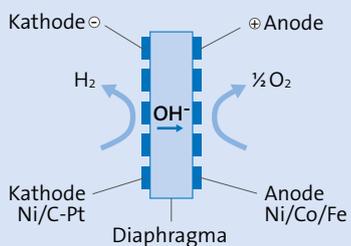
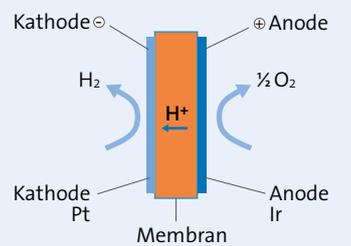
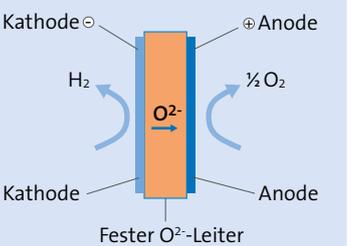
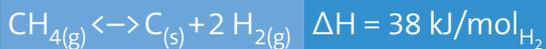
| Verschiedene Elektrolysearten, Wirkungsgrade bezogen auf den Heizwert, Investitionen bezogen auf Nennleistung der Anlagen | | | |
|---|--|---|---|
| | Alkalische Elektrolyse | PEM-Elektrolyse | Hochtemperatur-Elektrolyse |
| Fertigstellungsgrad Entwicklung | > 90 % | 80 % | 60 % |
| Vorteile | Kostengünstig (große Anlagen), langjährige Erfahrung, keine Edelmetallkatalysatoren | Kompakte Bauweise, bessere Dynamik, gute Skalierbarkeit, keine Korrosion, Aufnahmefähigkeit extremer Überlast | Bei Abwärmenutzung (KWK) effizienter und kostengünstiger |
| Herausforderungen | Laugen, Kaltstart, Teillastverhalten | Teure Werkstoffe, Materialanforderungen | Prozess bei hoher Temperatur |
| Wirkungsgrade aktuell | 62...82 % | 65...82 % | 65...85 % |
| Investitionen | 880...1.500 €/kW | 900...1.850 €/kW | 2.200...6.500 €/kW |
| Mögliche Wirkungsgrad-Optimierung | 78...84 % | 75...84 % | 87...95 % |
| Mögliche Degression der Investitionen | 250...400 €/kW | 300...700 €/kW | 270...800 €/kW |
| Funktionsprinzip |  |  |  |
| Temperaturbereich | 40...90 °C | 20...100 °C | 700...1.000 °C |
| Anode | $2 \text{ OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^-$ | $\text{ H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}^+ + \frac{1}{2} \text{ O}_2 + 2 \text{ e}^-$ | $\text{ O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + 2 \text{ e}^-$ |
| Kathode | $2 \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2 + 2 \text{ OH}^-$ | $2 \text{ H}^+ + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2$ | $\text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2 + \text{ O}^{2-}$ |
| Gesamtreaktion | $\text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{ H}_2 + \frac{1}{2} \text{ O}_2$ | $\text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{ H}_2 + \frac{1}{2} \text{ O}_2$ | $\text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{ H}_2 + \frac{1}{2} \text{ O}_2$ |

Tabelle 3, Daten: Reiner Lemoine Institut; Energieagentur NRW: Wasserstoff – Schlüssel zur Energiewende

Pyrolyse

Bei der Pyrolyse von Methan (Erdgas) wird der Wasserstoff bei hohen Temperaturen chemisch vom Kohlenstoff, der zurückbleibt, abgetrennt.



Der zentrale Vorteil dabei ist die Vermeidung von CO_2 , das heute meist an die Umgebung abgegeben wird. Die stattdessen als reiner, fester Kohlenstoff anfallenden C-Atome können vielfältig industriell und landwirtschaftlich weiterverwendet, aber auch für eine spätere Verwendung absolut sicher eingelagert werden.

Als Katalysatoren kommen bestimmte Metalle wie Nickel in Betracht. Die Technologie ist derzeit im Pilotmaßstab verfügbar und wird voraussichtlich in den nächsten Jahren auch großtechnisch verfügbar sein. An der Entwicklung von Verfahren zur Herstellung dieses als türkiser Wasserstoff bezeichneten Gases arbeiten neben Forschungseinrichtungen wegen des klimaschonenden Effektes auch große Unternehmen.

Ein weiterer Rohstoff für die pyrolytische Wasserstoffherstellung ist Glycerin. Glycerin (auch Glycerol genannt) fällt in großen Mengen bei der Biodieselherstellung an. In pflanzlichen Fetten und Ölen verknüpft es jeweils drei Fettsäuren, die später zu Biodiesel veredelt werden, miteinander. Nach dem Aufbrechen in seine Bestandteile mittels Energiezufuhr wird das Glycerin frei.



Wegen der rein pflanzlichen Herkunft des Glycerins wird der so hergestellte Wasserstoff als grüner Wasserstoff bezeichnet und damit seine klimaneutralen Eigenschaften demonstriert. Das ebenfalls entstehende Kohlenstoffmonoxid kann sowohl energetischen als auch stofflichen Nutzungen zugeführt werden. Die Nutzung von Glycerin für die Wasserstoffproduktion war Gegenstand einiger Forschungs- und Pilotprojekte, wird in industriellem Maßstab derzeit aber nicht weiterverfolgt.

Plasmalyse

Bei der Plasmalyse werden wasserstoffhaltige Flüssigkeiten oder Gase, z. B. Methan, Wasser, Ammoniak oder Ammonium, einem starken, elektrischen Feld ausgesetzt.

Wird das elektrische Feld zusätzlich in eine hochfrequente Oszillation versetzt, werden komplexere Moleküle ionisiert und dadurch dissoziiert, d. h. aufgelöst, so dass im entstehenden Gasgemisch ein Anteil reinen Wasserstoffs vorhanden ist. Dieser Wasserstoff muss vor einer weiteren Nutzung von Begleitgasen getrennt werden. Wie bei der Pyrolyse fällt auch hier der Kohlenstoff aus der Reaktion in Reinform aus, so dass er anderweitig genutzt werden kann und nicht in die Atmosphäre entweicht. Für die 2020 mit dem Innovationspreis der deutschen Gaswirtschaft prämierte Plasmalyse-Technologie der Firma Graforce wird ein im Vergleich zur Elektrolyse um ca. 80 % reduzierter Strombedarf von nur 10 kWh/kg H_2 angegeben.

In einem thermischen Plasma, das durch einen starken Gleichstrom in einer Wirbelkammer erzeugt werden kann, werden dagegen die eingesetzten Stoffe vor allem zu einem Gemisch aus Wasserstoff und Acetylen (C_2H_2) umgesetzt. Acetylen (chemisch: Ethin) wird in gewissen Mengen als Grundstoff der chemischen Industrie genutzt, weswegen dieses Verfahren integriert in Raffinerien gute Einsatzmöglichkeiten bietet.

Die Plasmalyse-Technologie ist noch in der Entwicklung. Einzelne Pilotprojekte wurden umgesetzt, aber die industrielle Skalierung steht weiterhin aus.

Allerdings existiert im Chemiepark Marl seit der Zeit des zweiten Weltkriegs eine Installation von vier Lichtbogenöfen mit einer Leistungsaufnahme von je 10 MW, die Kohlenwasserstoffe und Methan je nach Einstellung in gewünschte Fraktionen, z. B. Wasserstoff und Acetylen, zerlegen können.

Natürliche Quellen

Die natürlichen Vorkommen von reinem Wasserstoff sind zu vernachlässigen. Nur in höheren Schichten der Erdatmosphäre sind wegen fehlender Reaktionspartner geringe Spuren davon vorhanden. In den unteren atmosphärischen Schichten sowie der gesamten Lithosphäre kommt Wasserstoff wegen seiner hohen Reaktivität zumeist in chemisch gebundener Form vor.

In Pflanzen und Tieren ist Wasserstoff ein vielgenutzter Energieträger. Für verschiedenste biochemische Prozesse genutzt, liegt er allerdings auch hier zumeist nur in chemisch gebundener Form vor. Allerdings gibt es einzelne Arten archaischer, einzelliger Lebewesen, die reinen Wasserstoff als Abfallstoff abgeben. Diese Arten leben aber meist in einem Umfeld, in dem andere Lebewesen den Wasserstoff direkt weiterverarbeiten.

Mit modernen Selektionsmethoden wird heute versucht, diese speziellen Arten, die zu den sogenannten Archaeen gehören, aus ihrem Umfeld zu lösen. Dadurch kann der produzierte Wasserstoff aufgefangen und genutzt werden. Als Rohstoff dient in diesem anaeroben Abbauprozess Biomasse aller Art.

Darüber hinaus wird auch mit gentechnischen Methoden gearbeitet, um einzellige Lebewesen zur Herstellung von Wasserstoff zu nutzen. Ein möglicher Angriffspunkt ist dabei der pflanzliche Photosyntheseapparat, der im Lauf der Evolution hochwirksame Enzyme zur Wasserstoffsynthese hervorgebracht hat.

Keines der vorgenannten Verfahren hat bisher den Versuchsmaßstab verlassen. Während die technischen Machbarkeiten grund-

sätzlich nachgewiesen worden sind, stehen die größten Herausforderungen in der Skalierung und der Wirtschaftlichkeit der Prozesse.

Die Wasserstoffherstellung aus Biogas kann dagegen ein weiteres Standbein für die unter starkem, regulatorischem Druck stehenden Biogaserzeuger darstellen. Über kleintechnische Dampfreaktor kann dies dezentral und bedarfsgerecht erfolgen. Ein Vorteil ist, regionale Strukturen zu stärken und dabei Transportkosten von Wasserstoff zu vermeiden. Zudem kann der grüne Wasserstoff aus Biogas wegen der schon seit langem vorhandenen Technologie zu Preisen im Bereich des heutigen, grauen Wasserstoffs, also deutlich günstiger als in erneuerbar betriebenen PtG-Anlagen, hergestellt werden. Ein weiteres Nebenprodukt ist ein prozessbedingt hochreines, grünes CO₂, das z. B. in der Lebensmittelbranche vermarktet werden kann.



Wasserstoff als Koppelprodukt

In verschiedenen chemischen Prozessen fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an. Die größten Mengen entstehen bei der schon oben beschriebenen Herstellung von Chlor mittels der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Aber auch in Rohölraffinerieprozessen wie der Benzinreformierung oder aus der Herstellung von Ethen oder Methanol fällt Wasserstoff an. Dieser Wasserstoff bleibt zum Teil ungenutzt und wird abgefackelt weil sich eine qualitative Aufbereitung finanziell nicht lohnt oder die Mengen zu gering für eine wirtschaftliche Anwendung sind.

Bioreaktor zur biologischen Methanisierung von Wasserstoff.
Quelle: Viessmann Werke

4 Wasserstoff als Energie und Industrierohstoff

2018 wurden weltweit mehr als 320 Megatonnen Wasserstoff hergestellt und in verschiedensten Prozessen genutzt. In diesem Kapitel werden die vorhandenen industriellen Wasserstoffanwendungen vorgestellt.

Wasserstoff-Klassen

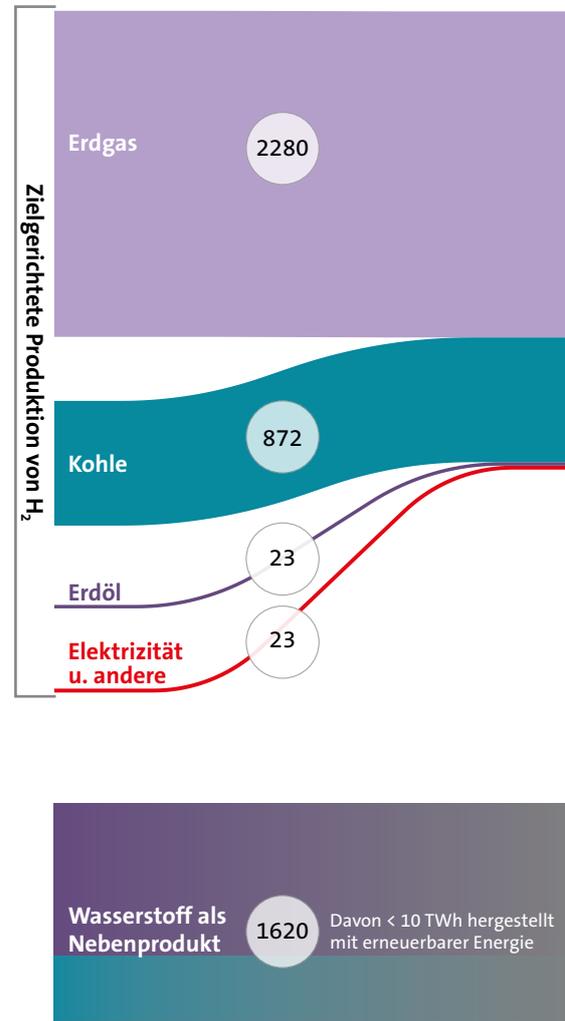
Industriell erzeugter Wasserstoff weist sehr geringe Konzentrationen verschiedener Nebenbestandteile auf. Dies können unter anderem Stickstoff (N₂), Sauerstoff (O₂), Wasser (H₂O), Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO₂), Kohlenwasserstoffe (KW) sowie Edelgase sein. Solche Verunreinigungen in gasförmigen Stoffen werden in Volumenanteilen in der Einheit ppm (parts per million) angegeben, welche als Stoffmenge oder Molanteil zu verstehen ist (Vol.-ppm). Die Konzentration der Nebenbestandteile beeinflusst den Reinheitsgrad des Wasserstoffs, welcher wiederum die Grundlage für die Einteilung in die sogenannten Wasserstoff-Klassen bildet.

Die Klassen werden nach Reinheitsgrad und Aggregatzustand aufgegliedert. Die aktuell in der Praxis am häufigsten verwendeten Wasserstoff-Klassen sind Wasserstoff 3.0 mit einem Reinheitsgrad $\geq 99,9\%$ und Wasserstoff 5.0 mit einem Reinheitsgrad von $\geq 99,999\%$. Der Reinheitsgrad erhöht sich hierbei kontinuierlich mit aufsteigender Klasse. Die Namensgebung begründet sich durch die Anzahl an Ziffern inklusive Dezimalstellen. So hat beispielsweise die aktuell höchste Reinheitsstufe Wasserstoff 7.0 insgesamt sieben Ziffern: 99,99999 %.

| Reinheit (%) | Wasserstoff 3.0 $\geq 99,9$ | | Wasserstoff 5.0 $\geq 99,999$ | |
|------------------------------|--------------------------------|------------|----------------------------------|------------|
| | Riessner | Linde | Riessner | Linde |
| Herstellerangaben | | | | |
| Stickstoff (N ₂) | ≤ 100 | ≤ 500 | ≤ 2 | ≤ 3 |
| Sauerstoff (O ₂) | ≤ 30 | ≤ 50 | ≤ 4 | ≤ 2 |
| Wasser (H ₂ O) | ≤ 20 | ≤ 100 | ≤ 3 | ≤ 5 |
| Kohlenwasserstoffe | - | - | $\leq 0,5$ | $\leq 0,5$ |



Wertschöpfungsketten mit Wasserstoff 2019 nach IEA
in TWh H₂



Der Reinheitsgrad wird über verschiedene Aufbereitungsverfahren erreicht, die dabei verwendeten Technologien können auch zum Gewinn reinen Wasserstoffs aus Gemischen mit Erdgas genutzt werden. Ein Adsorber bereitet Wasserstoff der Qualitätsstufe 5 auf und scheidet alle Bestandteile bis auf Stickstoff, Methan (CH₄) und Edelgase ab. Der sogenannte Getter bereitet Wasserstoff der Qualitätsstufe 6 auf, indem er bei Temperaturen zwischen 300–600 °C alle Bestandteile bis auf die Edelgase abscheidet. Eine Membran aus Palladium kann Gas-Eingangsströme ab einer Qualitätsstufe von 3.5 aufbereiten und scheidet alle Bestandteile inklusive Edelgase ab. Die Arbeitstemperatur liegt bei 400 °C, die Lebensdauer kann bei korrekter Handhabung und regelmäßiger Wartung allerdings unbegrenzt sein.

Wasserstoff 3.0 wird ausschließlich in Brennstoffzellen eingesetzt. Die Nebenbestandteile, beispielsweise CO, dürfen hierbei einen Grenzwert von 200 ppm nicht überschreiten, da sich diese ansonsten negativ auf die Lebensdauer der Brennstoffzellen auswirken können. Wasserstoff 5.0 hat hingegen einen weitaus größeren Anwendungsbereich. Er kommt beispielsweise als Reduktionsmittel in Chemie und Metallurgie zum Einsatz.

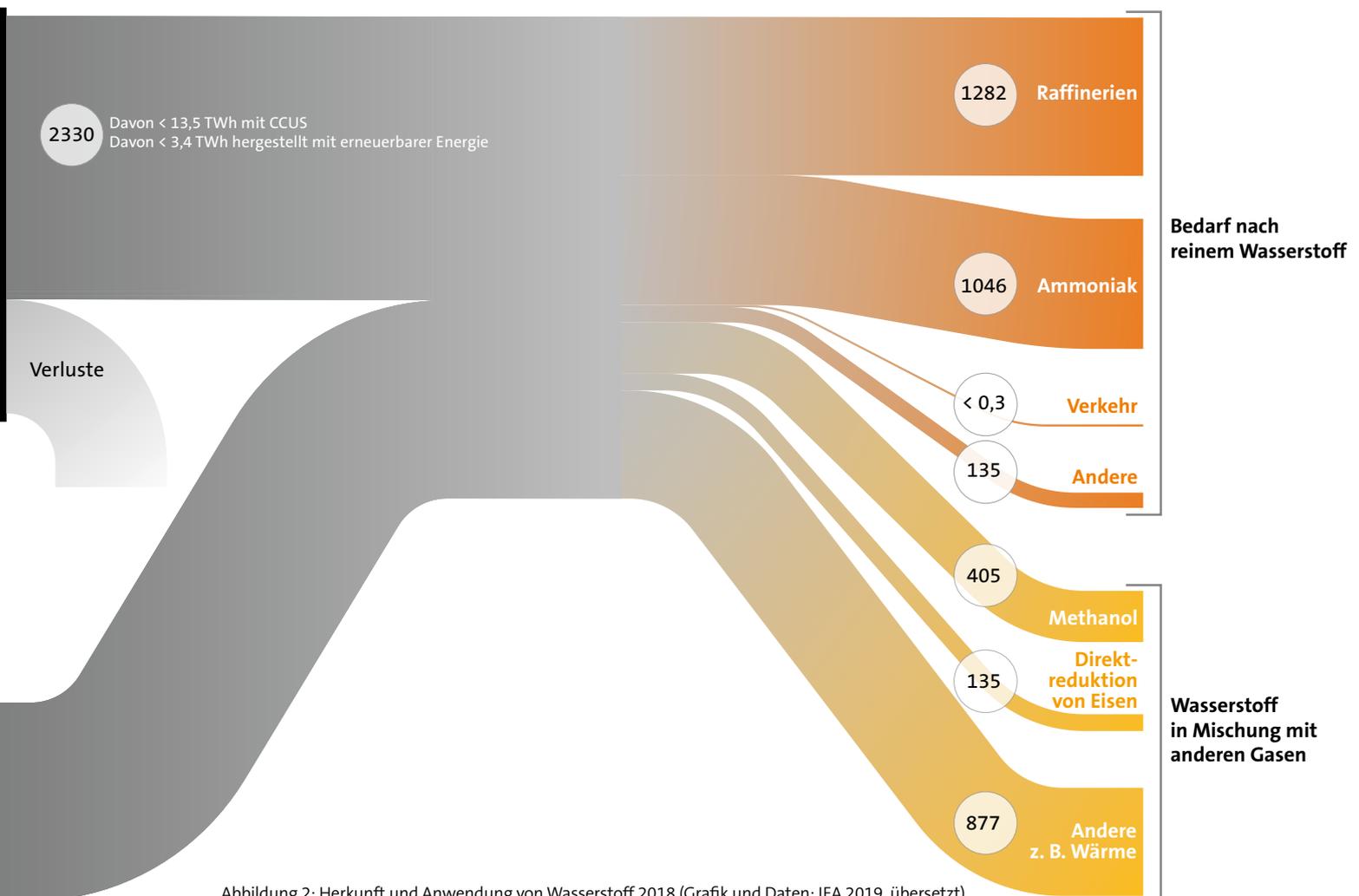


Abbildung 2: Herkunft und Anwendung von Wasserstoff 2018 (Grafik und Daten: IEA 2019, übersetzt)

Strom- und Wärmeerzeugung

Insbesondere grüner und türkiser Wasserstoff haben das Potenzial, bestehenden Energiestrukturen auf relativ einfache Art und Weise den klimaneutralen Betrieb zur ermöglichen.

Denn KWK-Anlagen, wie Gasmotoren und Gasturbinen, aber auch zentrale GuD-Kraftwerke, sind mit überschaubarem technischen Aufwand an die durch Wasserstoff geänderten Brenneigenschaften anzupassen. Anlagen, die heute installiert und mit Erdgas betrieben werden, können die zukünftig bereitstehenden Mengen von Wasserstoff schon jetzt aufnehmen und die Nutzung eines fossilen Energieträgers und die damit verbundenen CO₂-Emissionen zurückfahren.

Die ersten komplett und in Mischung H₂-fähigen BHKW sind heute schon verfügbar und werden in Pilotprojekten eingesetzt. Auch geeignete Brenner für Gasturbinen im Kraftwerksmaßstab haben die Teststände verlassen und stehen vor ersten Praxiseinsätzen.

Kohlehydrierung

Die Hydrierung bzw. Verflüssigung von Kohle ist in der Vergangenheit für den Ersatz von Erdöl eingesetzt worden. Kohle – sowohl Stein- als auch Braunkohle – besteht aus langen und vielfach verzweigten Kohlenstoffketten. Wird die Kohle bei ca. 300 bar und knapp 500 °C in Gegenwart eines Katalysators mit Wasserstoff beaufschlagt, so werden die langen Kohlenstoffketten gebrochen, hydriert und zu kürzeren, dann gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen zusammengesetzt. Nach den Erfindern wird dieses Verfahren Bergius-Pier-Prozess genannt.

Anlagen industriellen Maßstabs gab es in Deutschland der 1930er-Jahre sowie in China und Südafrika. In der Praxis hat dieses Verfahren wegen des geringen Ölpreises heute kaum noch Bedeutung.

Fischer-Tropsch-Synthese

Den im Vergleich zur Kohlehydrierung umgekehrten Weg geht die ebenfalls nach ihren Erfindern benannte Fischer-Tropsch-Synthese. Dieses Verfahren greift neben Wasserstoff auf Kohlenstoffmonoxid (CO) zurück, das aus Kohle, Erdöl, Erdgas und Biomasse gleichermaßen gewonnen werden kann. Dank effektiver Katalysatoren läuft dieser Prozess schon bei etwa 25 bar und maximal 300 °C ab. Im Prozess wird aus dem sogenannten Synthesegas eine je nach Prozessführung unterschiedliche, breite, fossilem Erdöl ähnliche Mischung von Kohlenwasserstoffen mit einer Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten aufgebaut.

Im Zuge der Defossilisierung der Rohstoffversorgung wird der Fischer-Tropsch-Synthese wegen des potenziell komplett erneuerbaren Ursprungs der Rohstoffe eine große Bedeutung vorausgesagt. Neben der dezentralen Anwendung verschiedener erneuerbarer Stromquellen für die Wasserelektrolyse kann das beteiligte CO auch aus grünen Quellen stammen. Ebenso kann heute CO direkt aus CO₂, das der Umgebungsluft entnommen wird, hergestellt werden. Da die Skalierung des Verfahrens bereits erfolgt ist, steht das zentrale Augenmerk aktuell auf der Degression der Verfahrenskosten.



Veredelung flüssiger Kraftstoffe

Flüssige Kraftstoffe sind mehrheitlich Kohlenwasserstoffe, die mit Sauerstoff unter Energieabgabe verbrennen. Je nach Ursprung enthalten die Kohlenwasserstoffe Fremdatome oder Verunreinigungen, die in Motoren zu Korrosion führen oder die nach einer gewissen Lagerung als Flocken ausfallen und damit Leitungen und Ventile verstopfen können. In unterschiedlichen Verfahren werden die Rohstoffe deswegen mit Wasserstoff veredelt.

Eine besonders häufig genutzte Anwendung ist die Entschwefelung von Erdölprodukten im sogenannten Hydrotreating. Dabei verbindet sich der bei hohen Temperaturen eingeblasene Wasserstoff mit dem Schwefel und reagiert damit zu Verbindungen, die leicht aus dem Gemisch abgeschieden werden können. Freie Kohlenstoffbin-

dungen werden mit Wasserstoffatomen belegt und die bei der Verbrennung der Produkte sonst stattfindende Abgabe von Schwefeldioxid (SO_2) wird deutlich reduziert.

Insbesondere bei biogenen Rohstoffen, also pflanzlichen Ölen, sind häufig Doppelbindungen zwischen zwei Kohlenstoffatomen vorhanden, die in technischen Anwendungen korrosiv wirken. Aber auch in erdölbasierten Produkten kommen solche Unregelmäßigkeiten vor. Diese Störungen resultieren auch in einer verminderten Langzeitstabilität der Produkte. Um die Haltbarkeit im Lager und im Betrieb zu verbessern, werden die Moleküle „gesättigt“. Dazu wird Wasserstoff bei hohen Temperaturen eingeblasen, wodurch die Doppelbindungen aufgebrochen und offene Bindungen mit Wasserstoffatomen belegt werden.



Ammoniakherstellung

Ammoniak (NH_3) ist als Vorprodukt für Düngemittel weltweit von großer Bedeutung. So wurden 2017 weltweit ca. 150 Mio. t Ammoniak hergestellt. Aber auch als Kältemittel, zur Rauchgasreinigung und in Sprengstoffen wird Ammoniak genutzt. Wegen kaum förderbarer, natürlicher Quellen wird Ammoniak künstlich hergestellt.

Im Haber-Bosch-Verfahren werden seit mehr als 100 Jahren Wasserstoff und Stickstoff an einem eisenhaltigen Katalysator bei bis zu 300 bar und bis zu 500 °C zur Reaktion gebracht. Ein Gemisch aus nicht verbrauchten Rohstoffen und dem entstandenen Ammoniak wird dann durch einen Kühler geleitet, wo das Ammoniak als Flüssigkeit entnommen wird. Die unverbrauchten Rohstoffe werden der Reaktion wieder zugeführt.

Direktreduktion von Eisen

In der klassischen Erzeugung von Stahl aus Eisenerz sind große Mengen Energie erforderlich. Die Hochöfen, die die industrielle Revolution maßgeblich gestützt haben, benötigen große Mengen Kohle oder Koks für den Betrieb. Durch den darin enthaltenen Kohlenstoff wird Eisenerz über eine Reaktion mit dem entstehenden CO reduziert. In einem weiteren Schritt wird durch das Einblasen von Sauerstoff der restliche Kohlenstoff aus dem Eisen herausgetrieben. Bei beiden Prozessen entstehen große Mengen CO_2 .

Es gab technologische Entwicklungen, die den Ausstoß von CO_2 und die Anforderungen an die Einsatzstoffe herabsetzen. In sogenannten Verfahren zur Direktreduktion werden zum Beispiel keine festen Schüttungen mehr genutzt, sondern Schmelzen, die eine deutliche bessere Durchmischung mit der als Wind bezeichneten Zuluft aufweisen. Zusammen mit der besseren Temperaturverteilung wird weniger CO_2 ausgestoßen als bei den klassischen Hochöfen.

Nutzung von Wasserstoff zur Direktreduktion dar. Wird nämlich Wasserstoff in eine Roheisenschmelze oder eine Schüttung eingeblasen, reduziert er den im Eisen enthaltenen Sauerstoff, verbindet sich mit ihm und geht als Wasserdampf aus. Damit wird in diesem Teilprozess des Hüttenprozesses kein CO_2 mehr emittiert. Etwas nachteilig wirkt sich aus, dass bei der Reduktion mit Wasserstoff kaum Wärme frei wird und die Eisenschmelze bzw. Schüttung parallel beheizt werden muss.

Der Stahlhersteller Salzgitter hat in diesem Zusammenhang veröffentlicht, dass eine Reduktion seiner CO_2 -Emissionen in Höhe von 25 % einen Wasserstoffbedarf von 80.000 m^3 aufweist, was eine Elektrolyseleistung von 330 MW benötigt. Bei 100-%igem Ersatz von Gas und Kohle durch Wasserstoff benötigt die Salzgitter AG dank Skalierungseffekten nach eigenen Aussagen noch 1,6 GW Elektrolysekapazität.



Wasserstoff als Kältemittel

Aufgrund seiner hohen spezifischen Wärmekapazität von 14,2 kJ/kg/K (Vgl. Wasser: 4,2 kJ/kg/K) und der guten Strömungseigenschaften wird Wasserstoff auch als Kühlmittel in industriellen Prozessen und den Generatoren von Kraftwerken eingesetzt. Hier wird der Wasserstoff nicht als Reaktionspartner verstoffwechselt, sondern in einem thermischen Kreislauf gefahren. Ein Verbrauch findet nur im Ausnahmefall bei Störungen statt.

Schutzgas in der Metallurgie

In der Oberflächenbehandlung und beim Schweißen wird Wasserstoff als Schutz- bzw. Aktivgas eingesetzt. Ein Schutzgas hat bei diesen Prozessen die Aufgabe, die behandelten, erhitzten oder zu verbindenden Metallteile von der Umgebungsluft abzuschotten, d. h. zu inertisieren. Damit wird zum Beispiel beim MIG-Schweißen (Metall-Inert-Gas) ein die Qualität verringernder Eintrag von Sauerstoff verhindert. Meist kommen hier Argon oder Helium als Schutzgas zum Einsatz.

Im Unterschied dazu werden in einem Aktivgas andere Gase zu Argon oder Helium beigemischt, die beim Schweißen einen Einfluss auf den Einbrand oder die Schweißbadtemperatur haben. So wird beim sogenannten MAG-Schweißen (Metall-Aktiv-Gas) neben CO₂ und Sauerstoff auch Wasserstoff zur Beeinflussung des Schweißprozesses eingesetzt.

Härtung von Fetten

Sowohl tierische als auch pflanzliche Öle besitzen Eigenschaften, die ihre Haltbarkeit herabsetzen und einen negativen Einfluss auf die weiteren Verarbeitungsschritte haben. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde damit begonnen, Öle mit Wasserstoff „aufzusättigen“, d. h. die in ihnen enthaltenen Doppelbindungen zu brechen und mit Wasserstoff zu belegen. Neben der Fraktionierung und der Umesterung ist diese Hydrierung der bedeutendste Prozessschritt in der Verarbeitung der Öle.

Im Ergebnis kann die Lebensmittelbranche auf gehärtetes Pflanzenfett zurückgreifen (z. B. Margarine), das als Zusatzstoff die Haltbarkeit heraufsetzt oder die Haptik eines Produktes maßgeblich beeinflusst. In der Mineralölwirtschaft werden dieselben Verfahren eingesetzt, um Schmierfette mit deutlich höherer Viskosität, als Schmieröle sie haben, herzustellen.

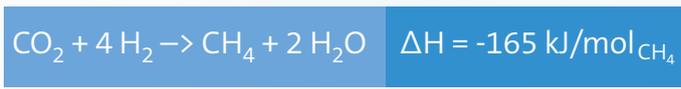


5 Sekundärenergieträger auf Wasserstoffbasis

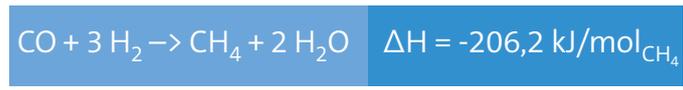
Methanisierung

Wasserstoff kann auf verschiedenen Wegen mit Kohlenstoff zu Methan verbunden werden. Im Grundsatz birgt dieser Prozess den Vorteil, dass an Netzen und Endgeräten beim Kunden keinerlei technische Modifikation erforderlich wird. Dadurch können die klimaneutralen Eigenschaften von erneuerbarem Wasserstoff zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten in alle Bereiche des Gasverbrauchs transportiert werden.

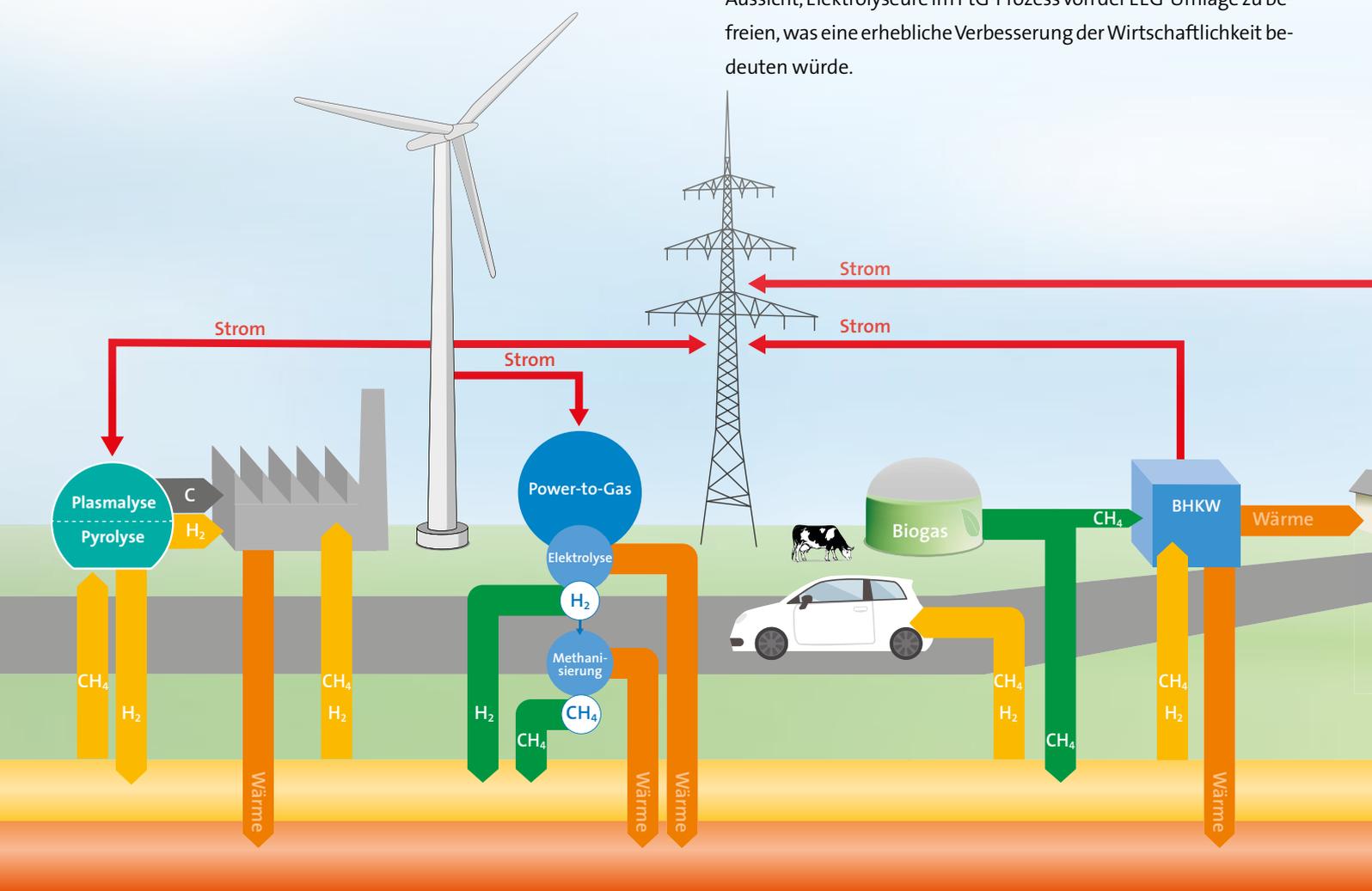
Das chemische Verfahren hinter der künstlichen Methanisierung von Wasserstoff ist der Sabatier-Prozess. Darin werden Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff unter Wärmeabgabe an einem Katalysator zu Methan und Wasser umgewandelt:



Das Verfahren funktioniert statt mit CO₂ auch mit Kohlenstoffmonoxid, wobei pro Molekül Methan weniger Wasserstoff gebraucht und zusätzlich weniger Wasser, was abgeführt werden muss, frei wird:



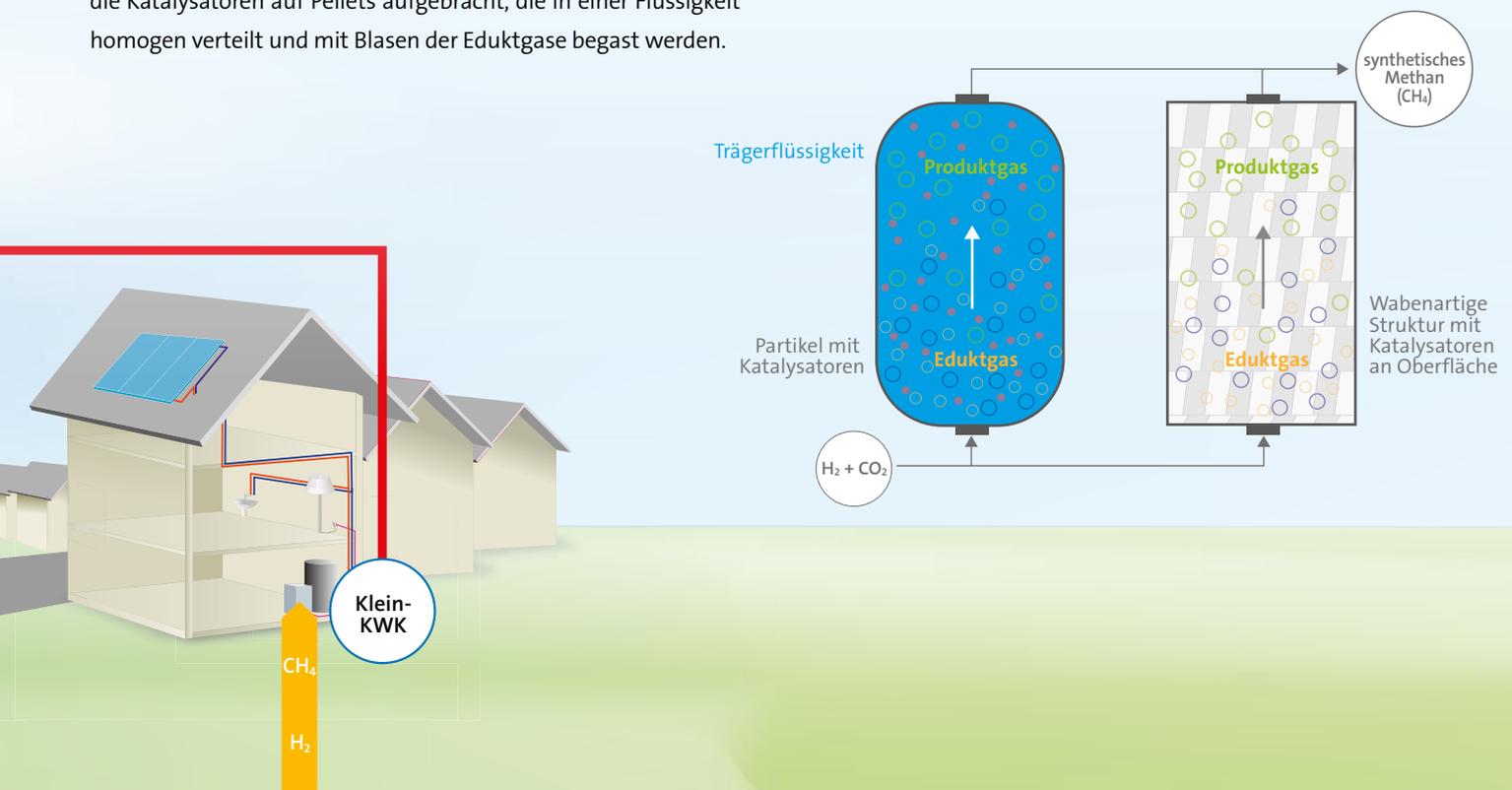
In der Praxis werden derzeit verschiedene Aufbauvarianten für eine chemische Methanisierung getestet. So wurden im vom DVGW initiierten und ausgewerteten HORIZON 2020 EU-Forschungsprojekt STORE&GO, das Anfang 2020 abgeschlossen wurde, drei verschiedene Ansätze getestet. Alle drei Systeme konnten ihre technische Funktionalität beweisen, wohingegen die Wirtschaftlichkeit bei den derzeitigen spezifischen Anlagenkosten und der zum Projektabschluss unsicheren Marktsituation nicht gegeben war. Mitte 2020 stellte die Nationale Wasserstoffstrategie zumindest in Aussicht, Elektrolyseure im PtG-Prozess von der EEG-Umlage zu befreien, was eine erhebliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bedeuten würde.



Technisch gesehen ist die zentrale Herausforderung, dem Katalysator eine möglichst große Oberfläche zur Verfügung zu stellen und ihn dort mit den Gasen in Kontakt zu bringen. Im Unterschied zu Flüssigreaktoren, die im einfachsten Fall aus gut skalierbaren, gerührten Kesseln bestehen, müssen für die Methanisierung kostengünstige und stabile Geometrien geschaffen werden. Auf deren Oberfläche werden dann Katalysatoren wie Nickel oder Ruthenium mit Aluminiumoxid aufgebracht.

Umgesetzt wurden bisher Reaktoren mit einer Wabengeometrie, durch die die Gase mit relativ wenig Widerstand strömen können. Ein weiterer Ansatz, der auch bei STORE&GO geprüft wurde, sind Mikroreaktoren, die einfach und kostengünstig in der Herstellung sind, und die die Katalysatoren an den Wänden der Mikrokanäle tragen. Durch eine große Anzahl in Parallelschaltung werden große Umsätze erreicht. Ein neues Verfahren des EBI (Engler-Bunte-Institut am KIT Karlsruhe) kombiniert dagegen die festen Katalysatoroberflächen mit den Vorteilen eines Rührkessels. Hier wurden die Katalysatoren auf Pellets aufgebracht, die in einer Flüssigkeit homogen verteilt und mit Blasen der Eduktgase begast werden.

Im Biogasprozess findet die Methanisierung von Wasserstoff im letzten Schritt der vierstufigen Methanogenese auf natürlichem Weg statt. Die an diesem Prozess beteiligten Einzeller, so genannte Archaeen, können in Biogasanlagen nicht optimal wachsen, weil sie durch Spuren von Sauerstoff und andere Prozessbedingungen gehemmt werden. Daher wurden diese Spezies extrahiert und können heute in Reinkultur unter den für sie jeweils optimalen Kulturbedingungen wachsen und dabei Wasserstoff zu Methan umwandeln. In Europa sind ca. fünf Anlagen im Pilotmaßstab im Betrieb, in der Schweiz wird 2021 eine Anlage in technischem Maßstab an einer kommunalen Kläranlage in Betrieb gehen.

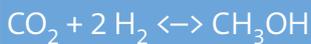


ERDGAS + ERNEUERBARE GASE + WASSERSTOFF

WÄRME

Methanol

Methanol wird seit den 1920er-Jahren aus Synthesegas hergestellt. Darin werden die Ausgangsstoffe Wasserstoff und CO₂ oder CO an einem Katalysator aus Zinkoxid und Chromoxid zur Reaktion gebracht:



$$\Delta H = -90,8 \text{ kJ/mol}_{\text{CH}_3\text{OH}}$$

Das Verfahren funktioniert statt mit CO₂ auch mit CO, wobei pro Molekül Methan weniger Energie frei gesetzt wird, zusätzlich aber noch ein Wassermolekül, was abgeführt werden muss, frei wird:



$$\Delta H = -49,6 \text{ kJ/mol}_{\text{CH}_3\text{OH}}$$

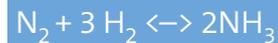
Methanol ist ein in der chemischen Industrie an vielen Orten in großen Mengen eingesetzter Grundstoff. Ebenso kann jeder Ottomotor nach geringen Modifikationen mit Methanol betrieben werden. Heute ist es durch die Herstellung des benötigten Wasserstoffs via Dampfreformierung mit großen CO₂-Emissionen verknüpft. Wird aber beim Betrieb von Methanol-Reaktoren zukünftig grüner Wasserstoff eingesetzt, ist grünes Methanol das Ergebnis.

Für die Zukunft wird Methanol eine wichtige Rolle in der erneuerbaren Energie- und Rohstoffversorgung zugesprochen. Denn Methanol ist bei Standardbedingungen flüchtig und kann gut transportiert werden. Für die Vernetzung von mit Sonneneinstrahlung übersorgten Regionen und für Regionen mit starken Energie- und Rohstoffverbrauch stellt Methanol ein sinnvolles Medium dar.

Ammoniak

Mit ihrem Verfahren zur Herstellung von Ammoniak aus Luftstickstoff haben die deutschen Chemiker Fritz Haber und Carl Bosch Anfang des 20. Jahrhunderts die erste grüne Revolution auf der Erde ausgelöst. Denn darüber wurde die Herstellung von Kunstdünger möglich, der die landwirtschaftlichen Erträge weltweit vervielfachte. Allerdings ist das Verfahren sehr energieintensiv, weil auch hier der benötigte Wasserstoff zumeist aus Dampfreformern stammt.

In Haber-Bosch-Reaktoren werden die Eduktgase unter hohem Druck und bei hohen Temperaturen an Katalysatoren auf Eisenbasis zu Ammoniak umgewandelt:



$$\Delta H = -46,1 \text{ kJ/mol}_{\text{NH}_3}$$

Während der Stickstoff leicht aus der Umgebungsluft gewonnen werden kann, steht zukünftig die Nutzung klimaneutralen Wasserstoffs auf der Agenda. Darüber hinaus sollen neuartige Katalysatoren die aufwändigen Reaktionsparameter (ca. 300 bar, ca. 500 °C) vereinfachen.



6 Wasserstoffspeicherung

Druckspeicherung

Die Speicherung von Wasserstoff bei Umgebungstemperatur und hohen Drücken von 350 oder 700 bar ist heute die zumeist in PKWs und dezentralen Flaschenspeichern verwendete Technologie. So verfügt beispielsweise der Hyundai Nexu über drei Karbontanks, die bei 700 bar zusammen ein Volumen von 157 Liter Wasserstoff speichern können und dem PKW eine Fahrstrecke von mehr als 700 km ermöglichen. Allerdings muss der Wasserstoff zur Betankung eines Fahrzeugs mit z. B. 700 bar vorher auf bis zu 1.000 bar verdichtet werden, um den Tank des Autos bis auf 700 bar auffüllen zu können.

Die komprimierte Wasserstoffspeicherung erlaubt den Bau von Tanks ohne Wärmeisolierung, die allerdings wegen der hohen Drücke sehr stabil gebaut werden müssen und die in der Größe limitiert sind.

Kryospeicherung

Die Kryospeicherung bezeichnet die Speicherung von flüssigem Wasserstoff bei sehr tiefen Temperaturen unter -253 °C . Diese Lagerform hat den Vorteil, dass die Lagerbehälter auf geringe Drücke ausgelegt werden können, dafür ist aber eine möglichst hochwertige Isolierung erforderlich. Die Wasserstoffverflüssigung bietet eine noch höhere Energiedichte, so dass ein entsprechend ausgerüsteter Trailer etwa 4 Tonnen Wasserstoff transportieren kann, was einem Energiegehalt von etwa 11 Tonnen Dieselmotorkraftstoff entspricht.

Für diese vor allem zur Nutzung im Schwerlastverkehr diskutierte Speicherform ist aber noch keine vollständige Wärmeisolierung möglich. Dadurch verdampft permanent ein Teil des Wasserstoffs und erhöht den Druck im Tank. Ist ein kritischer Druck erreicht, entweicht das Gas kontinuierlich über ein Überdruckventil und verflüchtigt sich schnell, ohne explosionsfähige Gemische zu bilden. Bei einem stark genutzten Lkw dürfte das Abblasen wegen der kontinuierlichen Abnahme aber kaum auftreten.

Wegen der Verdampfung ist die Lagerfähigkeit von Wasserstoff in kryogenen Flüssigspeichern zeitlich begrenzt. Dessen Nutzung an Tankstellen erlaubt es aber, einen Teil der für die Verflüssigung aufgewendeten Energie an der Tankstelle wieder einzusparen.

Beide Speichermethoden, Kryo- und Druckspeicherung, führen zu Energieverlusten, da sowohl für die Kompression als auch die Verflüssigung 10 bis 30 % des Energieinhalts des zu speichernden Wasserstoffs aufgebracht werden müssen. Die Suche nach alternativen Verfahren ist deswegen ein hochaktuelles Forschungsgebiet.



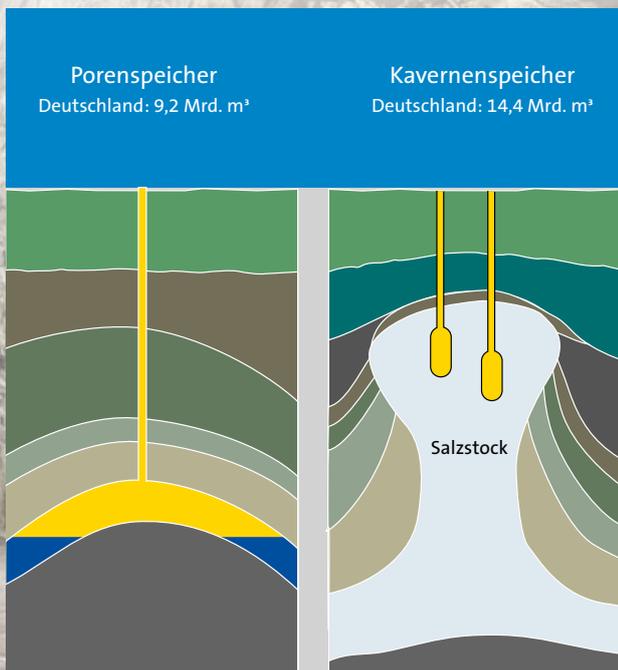
Geologische Speicherung

Sollen große Mengen Wasserstoff unter Druck (ab 50 bar) gespeichert werden, eignen sich insbesondere Salzkavernen, Poren- oder Aquiferspeicher.

Salzkavernen werden neben Porenspeichern in großem Stil zur Erdgasspeicherung eingesetzt. Deutschland verfügt über Kavernenspeicher mit einem Gesamt-Arbeitsgasvolumen von ca. 23 Mrd. Normkubikmeter. In Teeside (Großbritannien) sowie in Texas (USA) werden seit langem Salzkavernen auch zur Speicherung von Wasserstoff eingesetzt. Derzeit laufen in Deutschland erste Projekte zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen (z. B. HYPOS in Mitteldeutschland) und Porenspeichern (z. B. Forschungsspeicher Ketzin) an.

Der Forschungsporenspeicher Ketzin wurde für den möglichen Einsatz als Wasserstoffgroßspeicher mit Blick auf oftmals befürchtete Gasverluste hin untersucht. Dabei wurde herausgefunden, dass gemessene Wasserstoffverluste nicht der Diffusion in und durch das umgebene Gestein in die Atmosphäre geschuldet sind, sondern vielmehr auf zu hohe Injektionsdrücke zurückzuführen sind. Es wurde zudem festgestellt, dass die H₂-Löslichkeit in Stein und in Wasser wesentlich größer ist, als bisher angenommen wurde. Daraus folgt, dass das umgebende Gestein beim Befüllen des Speichers zunächst Wasserstoff aufnimmt und das volle Speichervolumen erst nach dem Erreichen einer Sättigungskonzentration genutzt werden kann.

Mit abnehmendem Mengenbedarf eignen sich auch Röhrenspeicher oder stehende Druckgasbehälter zur Wasserstoffspeicherung, die dezentral eingesetzt werden können. Röhrenspeicher bestehen aus Pipeline-rohren mit hohem Durchmesser, die in geringen Tiefen in ebenem Gelände eingegraben werden. Sie erlauben an der Oberfläche eine Begrünung oder landwirtschaftliche Nutzung und werden zumeist von lokalen Versorgern angelegt, um Nachfrageschwankungen beim Erdgas auszugleichen. Jedoch sind sie gegenüber Untertage-Großspeichern weniger wirtschaftlich betreibbar.



Schematische Darstellung von Poren- bzw. Aquiferspeichern und Kavernenspeichern, die sich zur H₂-Speicherung in großen Dimensionen eignen. ©lbr Brandenburg

Physisorption und Chemisorption

Wasserstoff kann neben der Ausbildung chemischer Bindungen auch durch schwächere Bindungen an Festkörperoberflächen gebunden werden. Diese Physisorption besteht zumeist über Van-der-Waals-Anziehungskräfte und lässt sich wesentlich leichter wieder lösen als chemische Bindungen. Die Physisorption findet bei niedrigen Temperaturen (weniger als -200 °C) statt und das wasserstoffspeichernde Medium muss sich durch möglichst hohe Oberflächen auszeichnen, um eine hohe H_2 -Beladung zu gewährleisten. Geeignete Medien befinden sich in der Entwicklung, nachdem Kohlenstoffnanoröhrchen die in sie gesetzten Erwartungen nicht erfüllen konnten.

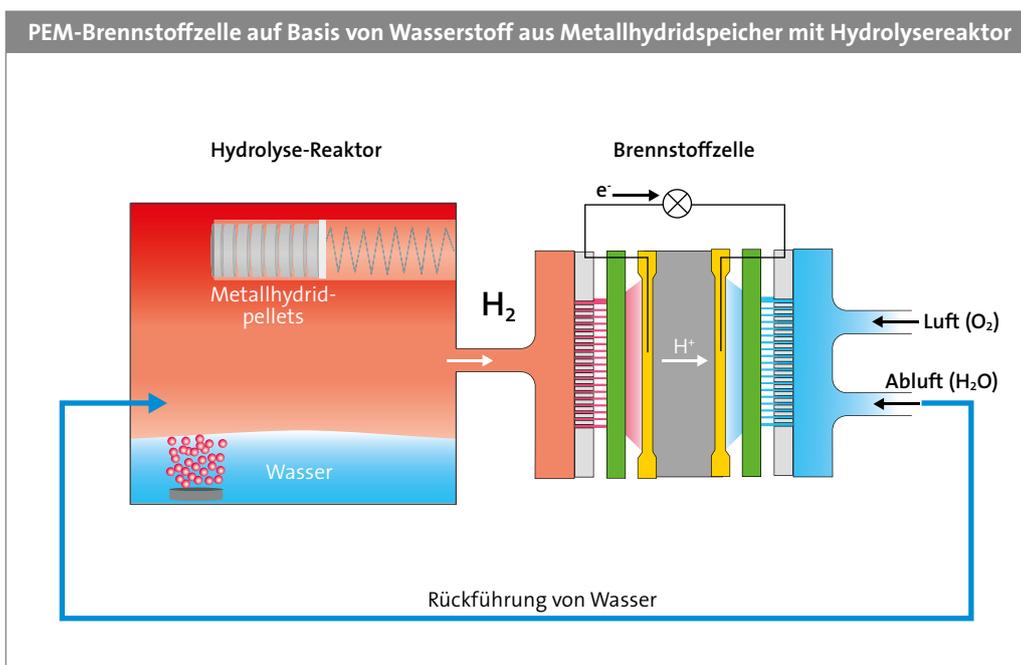
In der Chemisorption wird dagegen eine chemische Bindung von Wasserstoff in einem Metall oder einer Metalllegierung genutzt. In dem daraus gebildeten, sogenannten Metallhydrid liegt der Wasserstoff nicht

mehr als Molekül, sondern atomar beziehungsweise als Anion vor. Das heißt, dass auch hier ein Teil der Energie zum Brechen einer Bindung und der Ausbildung einer neuen Bindung aufgewandt werden muss. Durch Druckerniedrigung und leichte Wärmezufuhr lässt sich der Prozess umkehren und Wasserstoff wieder freisetzen.

Mögliche Metallhydride sind unter anderem Magnesiumhydrid (MgH_2), Lithiumhydrid (LiH), Lithiumaluminiumhydrid (LiAlH_4) oder Aminoboran (NH_3BH_3).

Zu den Vorteilen der Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden gehören der sichere Transport und die einfache Lagerung ohne hohe Drücke sowie die kompakte Bauweise der Tanks. Nachteile sind die hohe Masse durch die massive Metallbefüllung und eine momentan noch eher geringe Speicherkapazität von wenigen Gewichts-

prozenten. Des Weiteren wirkt sich die langsame Be- und Entladung negativ auf die wirtschaftliche Anwendbarkeit der Metallhydridspeicher aus. Trotzdem finden Metallhydridspeicher schon in U-Booten mit Brennstoffzellenbetrieb Einsatz, da sich hier die hohe Masse der Speicher – für einen 5 kg H_2 Tank werden $250\text{ kg Metallhydrid}$ benötigt - nicht so stark limitierend auswirkt, wie auf den restlichen Mobilitätssektor.



Datenvorlage: Fraunhofer IFAM, Dresden

7 Wasserstofftransport und -infrastruktur

Fahrzeuggebundener Transport

Mit den in Kapitel 6 beschriebenen Behältern können verschiedenste Fahrzeuge ausgerüstet werden. Bevor ein Leitungsnetz etabliert ist, kann so auch reiner Wasserstoff zu Anwendern transportiert werden. Für kleinere Mengen und Insellagen bieten sich dabei LKWs mit Flaschenaufliegern an. Die Nutzlast eines ca. 40 Tonnen schweren Sattelschleppers beträgt etwa 400 kg Wasserstoff, was in seinem Energiegehalt 1.263 Liter Benzin entspricht. Größere Mengen lassen sich auch per Eisenbahn oder Schiff über größere Strecken transportieren.

In Deutschland gibt es drei Abfüllanlagen für große Wasserstofftrailer. Diese befinden sich in Stade (Air Products), Krefeld (Air Liquid) und Leuna (Linde). Letztere kann auch verflüssigten Wasserstoff bereitstellen.

Allen fahrzeuggebundenen Lösungen ist gemein, dass es sich um Gefahrstofftransporte handelt, die gewissen Einschränkungen unterliegen. Darüber hinaus benötigt der Transport auch immer Energie und verursacht so Emissionen, die bei einer Wasserstoffherzeugung, die nah am Ort der Anwendung stattfindet, nicht anfallen. Daher sind bei der weiteren Systementwicklung dezentrale Erzeugungsstrukturen zu bevorzugen.

Wasserstoff im Gasnetz

In Industriebetrieben wird der für viele Prozesse notwendige Wasserstoff in Rohrleitungen verteilt. Ein größeres, regionales Wasserstoffnetz mit 240 km Länge verbindet seit 1938 Industriestandorte von Marl im Nordosten des Ruhrgebietes bis hin zu Duisburg im Westen des Ruhrgebietes.

Bevor die Förderung von Erdgas mit bis zu 98 % Methananteil weltweit ausgebaut wurde, enthielten städtische Gasleitungen ein Gemisch aus bis zu 50 % Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Mit Einführung des Erdgases, welches kaum nennenswerte Wasserstoffanteile besitzt, wurden diese meist aus Kohle hergestellten Gase jedoch verdrängt.

Soll eine vorhandene Erdgas-Leitung heutzutage auf Wasserstoff umgestellt werden, muss ein im Verhältnis größeres Gasvolumen transportiert werden, weil der volumetrische Brennwert von Wasserstoff geringer ist. Nach einer Leitungsumstellung können mit reinem Wasserstoff ca. 80 % der vorher mit Erdgas erreichten Energiemenge transportiert werden.



Heute beträgt der Anteil an Wasserstoff im Erdgas max. 9,99 Vol-%, wegen Materialproblemen teilweise auch nur 2 Vol-%. Eine Schwelle von 5 % bzw. 10 % Wasserstoff gilt auch für Messgeräte Prozessgaschromatographen, die für den automatisierten Betrieb des Gasnetzes notwendig sind. Die Wasserstoff-Freigaben für mechanische Komponenten, wie Armaturen, Dichtungen, Fittings oder Fördertechnik liegen wegen der historischen Entwicklung weit gestreut.

Der DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) strebt eine Freigabe der Netze für 20 % Wasserstoff an und ermittelt derzeit die Grundlagen für eine Neufassung des Arbeitsblattes G 260. Zusätzlich finden anderen Ortes Untersuchungen zu einer Beimischung von bis zu 30 % statt.

Wie sich eine weitere Erhöhung der Beimischung von Wasserstoff auswirkt, wird derzeit untersucht; bis ca. 20 % Beimischung liegen positive Ergebnisse vor. Problematisch kann sich darstellen, dass das Gasnetz historisch gewachsen ist, keine präzise Dokumentation vorliegt und eine Vielzahl an Werkstoffen vorhanden ist. Heute wird zumeist der Stahl 1.0582 (L360 NE) für Gasleitungen gewählt, der als wasserstoffverträglich qualifiziert ist.

Bevor eine Gastransportleitung mit Wasserstoff beaufschlagt wird, muss sie nach DVGW Arbeitsblatt 409 auf Beschädigungen und Risse untersucht werden, etwa durch eine Molchung. Zudem bestehen historisch gewachsene Netze häufig aus unterschiedlichen Werkstoffen und besitzen darüber hinaus auch unterschiedliche Durchmesser, was möglicherweise zu einem Neubau auf bestehenden Trassen führen kann.

Neben den materialtechnischen Einflüssen von Wasserstoff müssen auch im Gasnetz vorhandene Verdichter, Armaturen und Sensoren auf ihre Wasserstoffverträglichkeit hin untersucht werden. Dabei stellen insbesondere Verdichter einen größeren Kostenfaktor dar, weil die Strömungseigenschaften von Wasserstoff deutlich von denen von Methan abweichen.

Es gibt Anwender mit Bedarf nach möglichst reinem Wasserstoff, wie z. B. Brennstoffzellen. Wird aber ein beliebiges Erdgas-Wasserstoff-Gemisch geliefert, kann der Wasserstoff theoretisch in der gewünschten Reinheit extrahiert werden. Entsprechende Verfahren mit selektiven, druckbeaufschlagten Membranen oder Rohrmaterialien befinden sich im Piloteinsatz.

Die Erhöhung des Wasserstoffanteils auf über 20 % im Gasnetz ist machbar. Die notwendigen Materialeigenschaften von Leitungen und allen Einbauten sind bekannt und entsprechend ausgerüstete technische Lösungen sind am Markt verfügbar. Der finanzielle und praktische Aufwand zur Umrüstung der Gasnetze setzt sichere Bedingungen für die langfristigen Investitionen voraus.

www.dvgw.de
> leistungen
> publikationen
> publikationen-gas



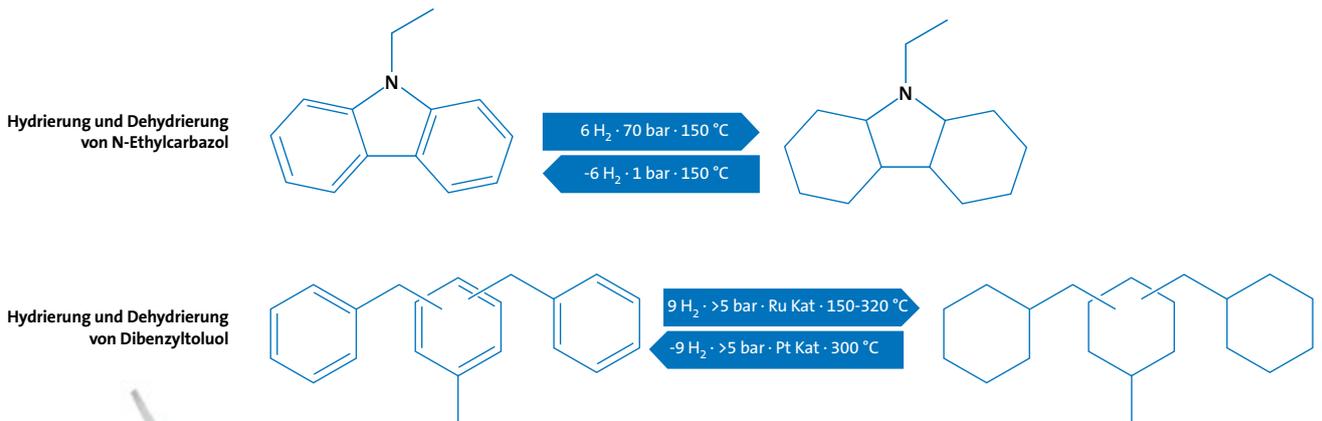
LOHC

Die sogenannten Liquid organic hydrogen carrier (LOHCs) oder einfacher „Flüssigspeicher“ wurden in den letzten Jahren an verschiedenen Einrichtungen aktiv beforscht. Derzeit werden unterschiedliche Konzepte zur Markteinführung entwickelt. Wasserstoff wird in diesem Verfahren chemisch in organischen Molekülen eingelagert und kann nach Transport und Speicherung wieder von der Trägerflüssigkeit entfernt werden.

Als Speicherflüssigkeiten werden hauptsächlich N-Ethylcarbazol und Dibenzyltoluol, seltener auch Aminoborane verwendet. Bei Dibenzyltoluol handelt es sich um eine gelbliche, im Temperaturbereich zwischen -39 °C und 390 °C stabile Flüssigkeit. In der hydrierten Form wird die Flüssigkeit farblos und etwa 10% schwerer. Pro Kubikmeter lassen sich etwa 57 kg Wasserstoff in Dibenzyltoluol speichern. Die Hydrierungsreaktion, bei der Wasserstoff an die Doppelbindungen angelagert wird und diese damit aufspaltet, kann

mit 75% Ausbeute durchgeführt werden. Die Reaktionszyklen lassen sich aktuell noch nicht beliebig oft wiederholen, so dass die Speicherflüssigkeit nach einer gewissen Zeit ausgetauscht werden muss.

Die Reaktionsbedingungen, die bei Hydrierung und Dehydrierung des Systems notwendig sind, führen zu gewissen Energieverlusten im System. Neue Katalysatoren, die die Prozessbedingungen vereinfachen sollen, sind in der Entwicklung.



Tankstellen

In Deutschland gab es zum 1. Oktober 2020 85 Wasserstoff-Tankstellen, weitere 22 befinden sich im Aufbau. Fast alle Tankstellen werden von der H₂ MOBILITY GmbH eingerichtet und unterhalten. Dies ist ein Konsortium, welchem unter anderem die Unternehmen Shell, Total, OMV und Air Liquide angehören. Einige wenige Tankstellen werden auch von unabhängigen Betreibern eingerichtet, in der Regel im Zusammenhang mit einer Elektrolyse-Anlage. Der Ende 2020 übliche Preis beträgt ca. 9,50 EUR/kg, was ungefähr der Fahrleistung eines PKW auf 100 km entspricht.

H2.LIVE
Wasserstofftankstellen
in Deutschland
& Europa

Mit dem weiter fortschreitenden Ausbau des Tankstellennetzes und einer daraus folgenden Massenproduktion der einzelnen Komponenten werden die Systemkosten jedoch sinken. Heutzutage ist eine Wasserstofftankstelle noch als Sonderanlagenbau zu bezeichnen und führt daher zu hohen spezifischen Kosten. Kostentreibend ist dabei auch die fehlende Wasserstoffinfrastruktur (Pipelines), was dazu führt, dass Betreiber dieser Tankstellen entweder mit LKW zu beliefernde Wasserstofftanks vor Ort installieren oder aber in einen Reformer investieren müssen, der den Wasserstoff direkt aus Erdgas herstellt. Zukünftig soll der Ausbau stark gefördert werden, so dass bis 2023 mit ca. 300 Wasserstoff-Tankstellen zu rechnen ist.

Die Schweizer Regierung hat zur Stimulierung des Marktes im Jahr 2019 1.000 wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-LKW in Japan bestellt. Japan selbst hatte sich für die Olympischen Sommerspiele 2020 zum Ziel gesetzt, 40.000 Wasserstoff-betriebene PKW und 160 Wasserstofftankstellen einzusetzen. Darüber hinaus sollten die Gäste in 200 H₂-Bussen zu den Austragungsstätten befördert werden. Für die coronabedingt auf 2021 verschobenen Spiele wird eine Umsetzung des Plans erwartet.



Nationaler Wasserstoffhandel

Der Wasserstoffbedarf in Deutschland beträgt im Jahr 2020 ca. 500.000 t/a. Davon werden ca. 170.000 t/a durch Reformierung von Erdgas hergestellt, weitere 330.000 t/a entstehen als Nebenprodukt in chemischen Prozessen (z. B. Polymerisation). In der Regel werden die so entstehenden Mengen in Raffinerien und der Düngemittelherstellung direkt wieder eingesetzt.

Dabei findet zwischen Chemieunternehmen bzw. Raffinerien ein Austausch von reinem Wasserstoff statt. Hierzu gibt es eigene Wasserstoffleitungen innerhalb der Industriezentren im Ruhrgebiet, dem Kölner Raum und zwischen Leuna und Bitterfeld. Die Preise sind dabei sehr unterschiedlich und bewegen sich je nach den Herstellungsverfahren zwischen 1,5 und 12 €/kg.

Neben den genannten Branchen gewinnt auch der Verkehrssektor immer mehr an Bedeutung. Durch eine Steuerbefreiung und Flottenanrechnungen wird diese Entwicklung staatlich gestützt, so dass neben dem Ausbau von Tankstellen für Straßenfahrzeuge auch immer mehr Einsätze für Schienenfahrzeuge auf nicht elektrifizierten Nebenstrecken geplant werden. Mittelfristig wird daher mit einem flächendeckenden Anstieg des Wasserstoffbedarfs gerechnet.

Im Wärmemarkt ist der Einsatz von Wasserstoff im Unterschied zu den vorher genannten Branchen politisch derzeit nicht gewollt. Dennoch haben die Gerätehersteller wasserstoffkompatible KWK-Anlagen und Brennwertheizungen entwickelt, so dass eine passende Technologie für etwaige Anwendungsfälle, zum Beispiel in Inselfösungen, verfügbar ist.



© Alstom/Michael Wittwer/Christoph Busse

Transkontinentaler Handel

Unabhängig davon, ob über blauen, grünen oder türkisen Wasserstoff gesprochen wird, ist für den deutschen Energiemarkt naheliegend, dass die Wasserstoffmengen, die für die angestrebten CO₂-Einsparungsziele nötig sind, nicht wirtschaftlich und ausschließlich aus deutschen oder europäischen Quellen stammen können. Vielmehr müssen globale Ressourcen an Erdgas und Erneuerbarer Energie betrachtet werden, um die regional optimalen Wege zur Umwandlung in Wasserstoff und dessen Nutzung zu finden. Nach der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018) müssen langfristig bis zu 744 TWh an Wasserstoff importiert werden.

Dabei sind zunächst die Länder mit großen, bekannten Ressourcen von Erdgas, die dank Pyrolyse oder Plasmalyse sowie Dampfreformierung mit CCS klimaneutral als Wasserstoffquelle dienen können, zu nennen. Dies betrifft vor allem Norwegen, Russland, Algerien, Nigeria, Qatar, die Vereinigten Arabischen Emirate, Oman und Saudi-Arabien.

In einem nächsten Schritt müssen die Länder betrachtet werden, die in Bezug auf Wind- und Solarenergie derart privilegiert sind, dass sich die Errichtung industrieller Elektrolyseanlagen lohnt. Denn die Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen sind stark gesunken und liegen in diesen Ländern heute bereits häufig unter 2,0 Ct/kWh.

Der Transport des Wasserstoffs kann über bereits bestehende Pipelines aus z. B. Algerien, Marokko, Spanien, Portugal, Norwegen und Russland erfolgen. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass eine auf Wasserstoff umgewidmete Erdgasleitung in Bezug auf den Energieinhalt nur etwa die halbe Transportkapazität bietet. Zusätzlich bedeutet die Wasserstoff-Verdichtung für lange Transportdistanzen mehr Energieaufwand gegenüber dem von Erdgas.

Bei Distanzen über 2.500 km kann der Schiffstransport von cryogen verflüssigtem Wasserstoff sinnvoll sein, was allerdings re-

lativ aufwändig und damit teuer ist. Überschaubarer wären die Kosten für den Transport von Ammoniak (NH₃) oder Methanol (CH₃OH), welche ohnehin für den Weltmarkt produziert werden und leicht am Empfangsterminal zu Wasserstoff oder auch über eine Methanisierung in Erdgas zurückverwandelt werden können.

Dennoch wird im japanisch-australischen HySTRA-Projekt erstmals eine Wasserstoff-Transportkette in industriellem Maßstab über einen Seetransport von verflüssigtem, tiefkaltem Wasserstoff realisiert. Der Wasserstoff wird in Australien über die Vergasung von Braunkohle gewonnen. Das dabei freiwerdende CO₂ soll später geologisch gespeichert werden. Von einem nahegelegenen Hafen soll zunächst ein Versuchsschiff mit einem Transportvolumen von 1.250 m³, entsprechend 88,5 Tonnen H₂, den Transport bis nach Kobe in Japan übernehmen. Ein industrieller Wasserstofffrachter befindet sich in der Entwicklung.



Geplanter Flüssig-Wasserstoff-Transporter der Kawasaki Heavy Industries Ltd., mit einem isolierten Transportvolumen von 160.000 m³ (provided by Kawasaki Heavy Industries, Ltd)

8 Potenziale in der Energie- und Rohstoffwirtschaft

Wasserstoff ermöglicht der Energiewirtschaft die Speicherung von Energie in Momenten, in denen keine Abnahme erfolgt. In der Nutzung erlaubt Wasserstoff in verschiedenen energieintensiven Prozessen die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis auf null. Die Gaswirtschaft bereitet sich über Forschung und in Betriebsversuchen vor, um die entsprechenden Energieanlagen ganz oder teilweise mit Wasserstoff zu versorgen. Die Vorbereitungen auf die schrittweise Versorgung mit Wasserstoff erfolgen heute dadurch, dass die Energieanlagen grundsätzlich H₂-ready sind. Das heißt, dass sie für eine spätere Nutzung von Wasserstoff anstelle von Methan geeignet sind.

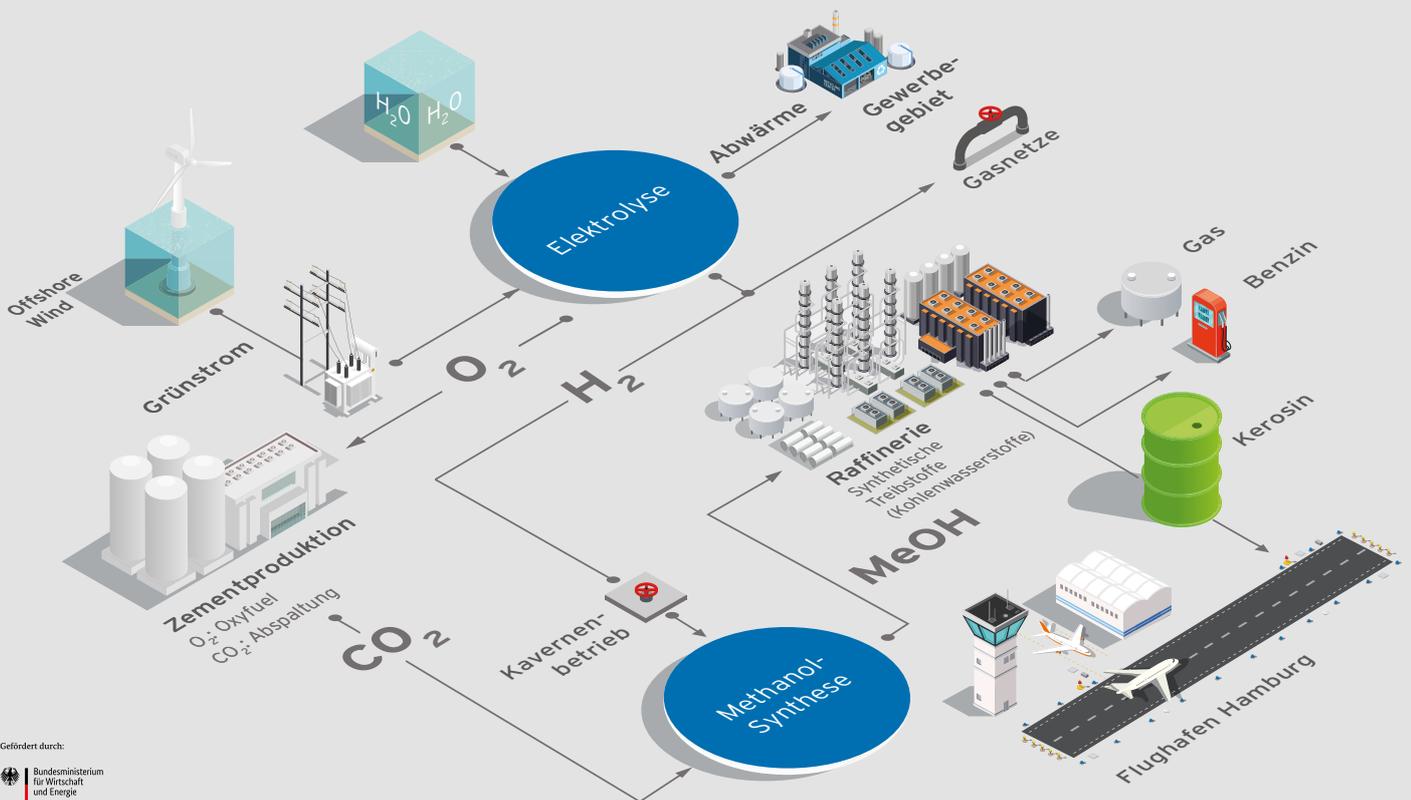
Ein weitaus größeres Feld, das langfristig eine verlässliche Wasserstoffversorgung benötigt, ist die Rohstoffwirtschaft. Diese basiert in der Gegenwart größtenteils auf Erdöl und Erdgas (Deutschland 2019: ca. 436.000 t Erdöl, davon ca. 85 % Kohlenstoff: ca. 370.500 t; am Ende jeder Nutzung mit Sauerstoff zu ca. 1.360.000 t CO₂), welches langfristig durch erneuerbare Quellen ersetzt werden muss.

Schon länger bekannt ist die Fischer-Tropsch-Synthese, die aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid vollständig klimaneutrale Erdölersatzstoffe, im Transportbereich e-Fuels genannt, produzieren kann. Die Führung des Syntheseprozesses entscheidet dabei über die Zusammensetzung der entstehenden Kohlenwasserstoffe. Aber auch die Synthese

von Methanol kann den ersten Schritt einer grünen Prozesskette in der Petrochemie darstellen. Obendrein könnte Methanol günstiger und sicherer global transportiert werden.

Biologisch lässt sich Wasserstoff ebenfalls zum Aufbau verschiedenlich nutzbarer Moleküle bzw. Stoffe verwenden. Stand der Technik ist z. B. die biologische Methanisierung von Wasserstoff, bei der Archaeobakterien ihre Fähigkeiten zur Methanbildung schon in einigen vorindustriellen Anlagen weltweit unter Beweis stellen. Bakterien ähnlichen Ursprungs können aber auch genutzt werden, auf Basis von Wasserstoff und CO₂ oder CO andere, höherwertige Plattformchemikalien, wie Butanol oder Hexanol, herzustellen.

WESTKÜSTE 100 Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab



Gefördert durch:

 aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

www.westkueste100.de

9 Zertifizierung und Bilanzierung

Mit der zertifizierten Nutzung grünen Wasserstoffs können dessen Eigenschaften auf die Treibhausgasquote (THG-Quote) eines Bilanzraumes (z. B. eines Unternehmens, eines Netzes oder eines Quartiers) angerechnet werden. Dabei kommt dem Wasserstoff zugute, dass bei der thermischen Nutzung in Motoren oder KWK-Anlagen ausschließlich Wasserdampf entsteht, der keine klimaschädliche Wirkung besitzt.

Ist die Anrechnung auf die THG-Quote geplant, muss nachgewiesen werden, dass der Wasserstoff ein THG-Minderungspotenzial von mindestens 50 % gegenüber fossilen Kraftstoffen bzw. gegenüber konventionellem Wasserstoff aufweist. Für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff müssen mindestens 75 % des THG-Minderungspotenzials nachgewiesen werden.

Für auf Basis von Biomasse hergestellten Wasserstoff gelten zudem die Kriterien der Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Danach ist Biomasse

- von Flächen mit hohem Naturschutzwert, z. B. Grünland mit hoher biologischer Vielfalt oder Naturschutzflächen,
- von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, z. B. Moorflächen oder Feuchtgebieten
- sowie von Flächen, die zum 1. Januar 2008 Torfmoor waren

als Rohstoff zur Herstellung grünen Wasserstoffs ausgeschlossen.

Sind diese Kriterien gegeben, muss der eingesetzte Wasserstoff von einer zugelassenen Stelle zertifiziert werden. Dabei werden die Bezugspfade mit einer möglichst lückenlosen Massenbilanz analysiert und die beteiligten Lieferanten auf die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien überprüft.

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat damit begonnen, neben Biomethan ein Register für erneuerbaren Wasserstoff anzulegen. Voraussetzung hierfür ist ein Herkunftsnachweis, der ebenfalls bei der Elektrolyse nur den Einsatz von 100 % erneuerbaren Stroms voraussetzt, statt einer erneuerbaren Stromerzeugung zeitlich und räumlich zugeordnet zu sein. Dieses kann derzeit nicht nachgewiesen werden, wenn die Anlage am Stromnetz angeschlossen ist.

In der DIN 16325 „Herkunftsnachweise bezüglich Energie - Herkunftsnachweise für Elektrizität“ werden die Verfahren zur Erstellung von Herkunftsnachweisen für Strom beschrieben. Eine Ausweitung auf Wasserstoff wird zurzeit erarbeitet. Diese Herkunftsnachweise (Guarantees of Origin = GO) sollen übertragbar sein und innerhalb einer Anwendung oder Energieumwandlung den erneuerbaren Charakter erhalten. Ebenso soll durch die Übertragbarkeit die physische Anwendung von der primärenergetischen Zurechnung getrennt werden.

Die Renewable Energy Directive (RED II) der europäischen Union fordert in ihrem Artikel 25 die Mitgliedsstaaten auf, Systeme zum Nachweis der Herkunft von Kraftstoffen zu erstellen. Diese Verpflichtung sollte auf alle erneuerbaren Brennstoffe ausgeweitet werden. Vorzusehen wäre hierbei der Nachweis der jeweils CO₂-freien Anteile, um auch Teilströme (zum Beispiel aus dem Strommix) nachweisen zu können.

Der TÜV Süd befasst sich mit der technischen Zertifizierung der erneuerbaren Energieflüsse. Eine umfangreiche Liste der zur Zertifizierung zugelassenen Stellen findet sich bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

Für Händler von erneuerbaren Gasen im Allgemeinen besteht nach erfolgreicher Zertifizierung neben dem reinen Inverkehrbringen von Biomethan und dem hier betrachteten grünen Wasserstoff auch die Option, mit den THG-Verminderungspotenzialen der Rohstoffe zu handeln. So können CO₂-intensive Unternehmen, wie die Mineralölindustrie oder Betreiber größerer Fahrzeugflotten, die grünen THG-Quoten einkaufen, um ihre eigenen Bilanzen zu verbessern. Neben zusätzlichen Steuervorteilen können Händler daher vom Verkauf der grünen Gase profitieren.

www.ble.de/DE
> Unsere Themen
> Klima-Energie
> Nachhaltige-Biomasseherstellung

Im Sommer 2020 haben sowohl die Bundesregierung als auch die EU in den jeweiligen Wasserstoffstrategien die Rahmenbedingungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnik festgelegt. Es wird erwartet, dass die spezifischen Kosten für die zur Wasserstoffherzeugung notwendigen Elektrolyseure fallen werden und so entwickeln die Ferngasnetzbetreiber, Erzeuger und die Branchenverbände Grundlagen, wie der Wasserstoff in Europa verteilt und genutzt werden kann.

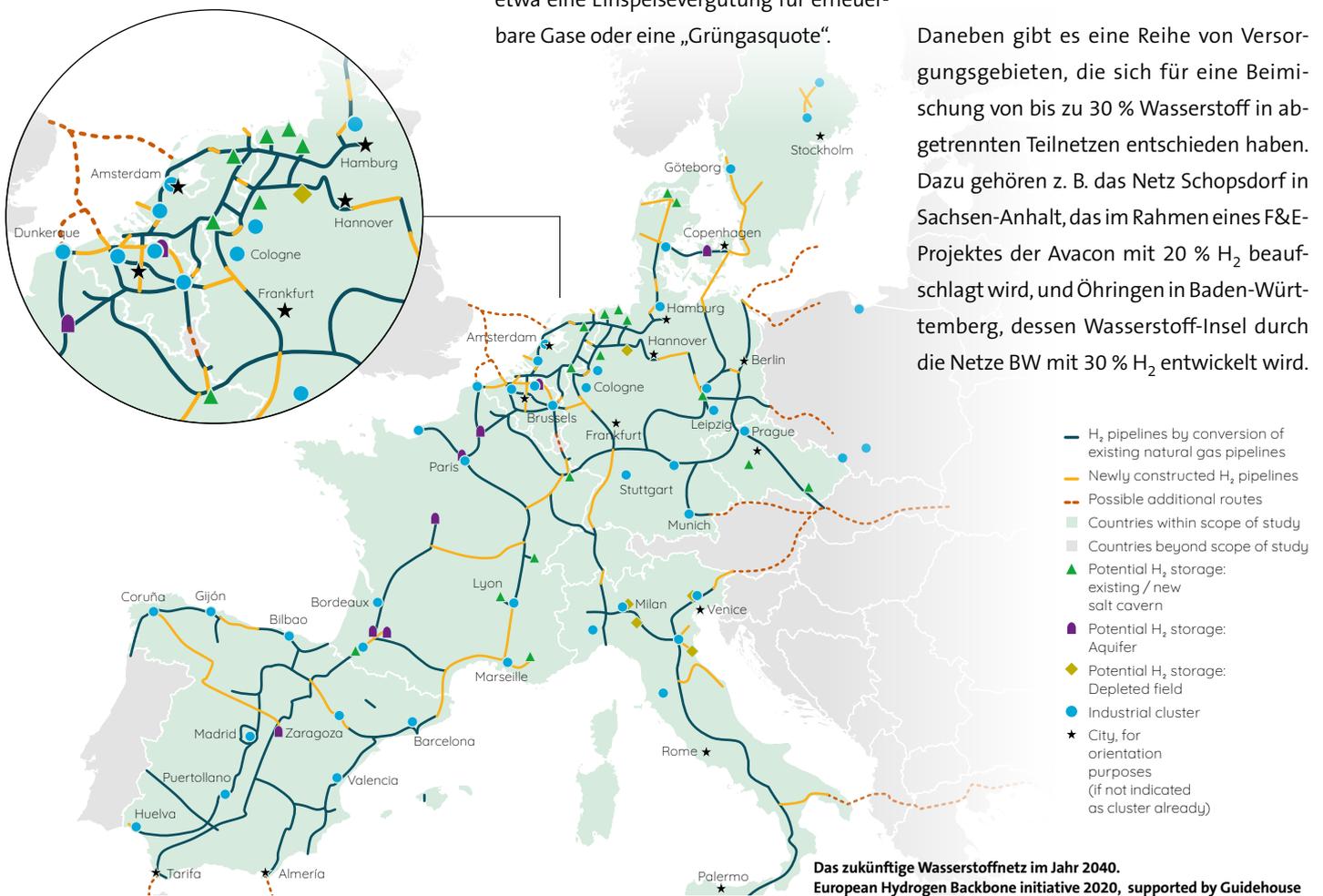
Beimischung

Wasserstoff kann über die Beimischung zu Erdgas in Verkehr gebracht werden. Bis zu einem Anteil von 20 % im Gasnetz scheint dies wegen darüber möglicherweise auftretender Korrosionsprobleme realistisch und mit geringem Aufwand machbar. So kann das vorhandene Gasnetz bis auf die unterste Ebene des Verteilnetzes von Wasserstoff profitieren. Durch Anpassung des DVGW Regelwerks für wasserstoffhaltige Gase als auch für reinen Wasserstoff wird sichergestellt, dass bestehende Gasinfrastrukturen weitestgehend mit den etablierten Schutzmaßnahmen weiterbetrieben werden können. Zudem müssen noch umfangreiche, regulatorische Maßnahmen getroffen werden, wie etwa eine Einspeisevergütung für erneuerbare Gase oder eine „Grüngasquote“.

Inselsysteme

Im Umfeld der Schwerpunkte der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien haben mutige Investoren bereits Versorgungsinseln geschaffen, deren Gasleitungen zu 100% mit grünem Wasserstoff beaufschlagt oder einzelne Abnehmer mit reinem Wasserstoff versorgt werden. Ein Beispiel ist die „eFarm“ in Nordfriesland, in der Strom aus Windanlagen mit einer Leistung von bis zu 1,125 MW in fünf Elektrolyseuren grünen Wasserstoff erzeugt. Die dabei anfallende Wärme wird als Fernwärme eingesetzt. Der Wasserstoff wird zunächst zum Aufbau von klimaneutralem ÖPNV an der Westküste Schleswig-Holsteins eingesetzt und zusätzlich über öffentliche Tankstellen verkauft.

Daneben gibt es eine Reihe von Versorgungsgebieten, die sich für eine Beimischung von bis zu 30 % Wasserstoff in abgetrennten Teilnetzen entschieden haben. Dazu gehören z. B. das Netz Schopssdorf in Sachsen-Anhalt, das im Rahmen eines F&E-Projektes der Avacon mit 20 % H₂ beaufschlagt wird, und Öhringen in Baden-Württemberg, dessen Wasserstoff-Insel durch die Netze BW mit 30 % H₂ entwickelt wird.



Informationen

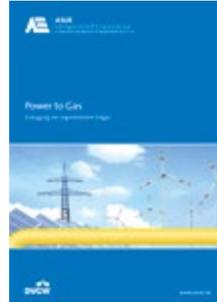
Wasserstoffnetz

Werden die Beimischungsgrenzen überschritten und die regionalen Absatzstrukturen verlassen, bietet sich ein separates Netz für reinen Wasserstoff an. Um eine Grundlage für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft zu schaffen, haben sich elf Gasnetzbetreiber aus neun EU-Ländern zusammengenommen und einen gemeinsamen Plan für ein Europa von Nord nach Süd und Ost nach West durchquerendes Wasserstoffnetz aufgestellt. Dabei sollen bis zu 75 % der Strecke aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen, was im Vergleich zum Leitungsneubau deutlich weniger Aufwand in Kosten und Genehmigungsplanung bedeutet. Ein erster Schritt soll bis 2030 knapp 7.000 km Wasserstoffnetz umfassen, bis 2040 sind 23.000 km geplant.

Zunächst wird es kleinere Inselnetze, wie zum Beispiel den GET H₂ Nukleus in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen oder den Industriestandort Rotterdam geben, die zunächst auch noch größere Anteile von blauem oder türkischem Wasserstoff transportieren werden. Später werde der Anteil des grünen Wasserstoffs erhöht und es würden schrittweise weitere Verbindungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern hergestellt. Dann sollen auch die Netztransportkosten für Wasserstoff bei überschaubaren 9 bis 17 Cent pro kg und 1.000 km liegen. Die geschätzten Investitionen dafür lägen für die untersuchten Netze im Bereich von 27 bis 64 Milliarden Euro bis 2040.

Nur ein paneuropäisches Wasserstoffnetz, das parallel zu einem Methanetz mit Erdgas und Biomethan aufgebaut wird, kann zum Erfolg führen. Der hohe Grad an Standardisierung, der dabei erforderlich ist, kann aber wegen der regional stark unterschiedlichen Rahmenbedingungen verschiedene Anpassungen erfordern.

Broschüren



Power to Gas
Online-PDF



Brennstoffzellen für die
Hausenergieversorgung
Bestellnummer
309619



Mikrogasturbinen
Bestellnummer
310929



Biogas/Biomethan -
Erneuerbare Energie
aus der Leitung
Bestellnummer
310118



Energiewende anders
Bestellnummer
309943

Adobe-Stock-Fotos: SmirkDingo, www.industrieblick.net, photoschmidt 2017, Lsantilli, AA+W, Maksym Yemelyanov, amixstudio, peterschreiber.media, ronstik, christian42, Andrey Burmakin, Somsak, TOF, bymandesigns, Nordreisender, Maksym Yemelyanov, fotomek, brudertack69

Herausgeber

ASUE Arbeitsgemeinschaft für
sparsamen und umweltfreundlichen
Energieverbrauch e. V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

Telefon 0 30 / 22 19 1349-0

info@asue.de

www.asue.de

Bearbeitung

ASUE-Arbeitskreis Erneuerbare Gase
Thomas Wencker

Grafik

Kristina Weddeling, Essen

Verlag

wvgw Wirtschafts- und
Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
Josef-Wirmer-Straße 3
53123 Bonn
Telefon 0228/9191-40
info@wvgw.de
www.wvgw.de

Wasserstoffanwendung
in Industrie und Energiewirtschaft
Artikelnummer: 311515

Stand: Dezember 2020

Hinweis

Die Herausgeber übernehmen keine Gewähr
für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben.

Überreicht durch: