

SHELL WASSERSTOFF-STUDIE

ENERGIE DER ZUKUNFT?

Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂



SHELL WASSERSTOFF-STUDIE

ENERGIE DER ZUKUNFT?

Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂



SHELL DEUTSCHLAND

Dr. Jörg Adolf (Projektleitung)

Dr. Christoph H. Balzer

Dr. Jurgen Louis

Dipl.-Ing. Uwe Schabla

www.shell.de



Wuppertal Institut

WUPPERTAL INSTITUT

Prof. Dr. Manfred Fishedick (Supervision)

Dr. Karin Arnold (Projektkoordination)

Dipl.-Soz.Wiss. Andreas Pastowski

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer

www.wupperinst.org

HERAUSGEBER

Shell Deutschland Oil GmbH
22284 Hamburg



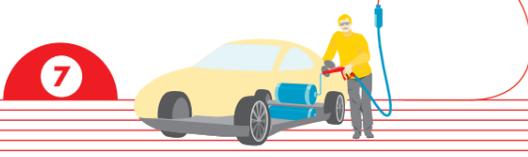
**ENERGIE- UND UMWELTBILANZEN
H₂-SZENARIEN FÜR PKW 57**

ZUSAMMENFASSUNG 62

TANKSTELLEN-INFRASTRUKTUR 51

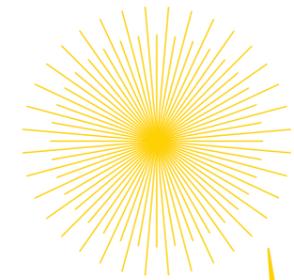


AUTOKOSTEN 47



EINLEITUNG 4

**1
DAS ELEMENT WASSERSTOFF 6**



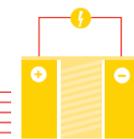
**3
SPEICHERUNG &
TRANSPORT 20**



**2
BEREITSTELLUNGSPFADE
11**



**4
NUTZUNG 28**



**MOBILE
ANWENDUNGEN
38**



**ENERGETISCHE
STATIONÄRE
ANWENDUNGEN
35**



ENERGIE DER ZUKUNFT?



In den vergangenen Jahren hat Shell eine Reihe Szenario-Studien zu wichtigen Energiefragen erstellt: zum einen Studien für die Verbrauchssektoren motorisierter Individualverkehr (Pkw) und Nutzfahrzeuge (Lkw und Busse) sowie die Energie- und Wärmeversorgung privater Haushalte, zum anderen Studien über den Stand und die Perspektiven einzelner Energieträger und Kraftstoffe, darunter Biokraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas.

Shell ist schon seit Jahrzehnten in der Forschung, Entwicklung und Anwendung von Wasserstoff aktiv und betreibt ein eigenes

WASSERSTOFF – EIN VIEL BEACHTETES ELEMENT

In der Chemie sind mehr als 100 Elemente bekannt, über 90 kommen natürlich vor. Elemente sind Stoffe, die in keine einfacheren Stoffe zerlegt werden können und aus denen alle anderen Stoffe aufgebaut sind. Auch Wasserstoff ist ein Element – aber nicht irgend eines. Wasserstoff ist das kleinste und leichteste aller Elemente. Wasserstoff war das erste Element, welches sich nach dem Urknall im Weltall bildete. Und er ist das erste Element im Periodensystem der modernen Chemie.

Entdeckt wurde Wasserstoff als brennbares Gas bereits im 18. Jahrhundert. Wichtige Erzeugungs- und Nutzungstechnologien wurden im 19. und frühen 20. Jahrhundert entwickelt. Schon damals wurden seine Potenziale für die Energiewirtschaft erkannt. Inzwischen weiß man, dass Wasserstoff einen sehr hohen spezifischen Energiegehalt (Heiz- und Brennwert) besitzt. In manchen zeitgenössischen Zukunftsvisionen spielte Wasserstoff eine herausragende Rolle als Energieträger.

Neuen Auftrieb erlangte Wasserstoff mit der Raumfahrt in den 1960er Jahren, die sehr stark auf Wasserstoff als Energiespeicher setzte, und im Gefolge der Energiepreiskrisen in den 1970er Jahren, als nach alternativen Energiekonzepten Ausschau gehalten wurde. In den 1990er Jahren waren die Energiepreise niedrig – und

ebenso das Interesse an neuen Energien. Allerdings erlangten die Themen Nachhaltigkeit, Klima- und Umweltschutz für die Energieversorgung eine immer größere Rolle. Hierdurch entfachte sich neues Interesse an Wasserstoff als sauberer und nachhaltiger Energieoption.

In den vergangenen zwei Jahrzehnten standen und stehen andere Energieträger – wie Erdgas, Biokraftstoffe/Biomasse oder Strom – im Zentrum der Energiediskussion. Währenddessen wurde jedoch intensiv an wasserstoffrelevanten Technologien geforscht und entwickelt. Gleichwohl konnte sich Wasserstoff bislang weder in der Breite noch in einzelnen Anwendungsbereichen als neuer Energieträger kommerziell etablieren.

Aufgrund hoher Kapitalinvestitionen und langer Nutzungsdauern erfordert die Eroberung substanzieller Energiemärkte durch neue Energieträger erheblichen zeitlichen Vorlauf.

Dennoch stellt sich die berechtigte Frage: Ist Wasserstoff die Energie oder zumindest eine wichtige Energie der Zukunft? Und wenn ja, wann und wie könnte Wasserstoff sich zu einem führenden Energieträger im globalen Energiesystem entwickeln?

Kernanliegen der Shell Wasserstoff-Studie ist es, hierzu qualifizierte Einschätzungen und damit auf diese Fragen Antworten geben zu können.

Geschäftsfeld Shell Hydrogen. In Zusammenarbeit mit dem Wuppertal Institut hat Shell jetzt eine Energieträger-Studie zum Thema Wasserstoff erstellt. Sie befasst sich mit dem aktuellen Stand der Wasserstoffgewinnung, Wasserstoff-Anwendungstechnologien und mit der Frage, welche Potenziale und Perspektiven Wasserstoff als Energieträger im globalen Energiesystem von morgen besitzt. Neben nichtautomobilen Anwendungen steht der Einsatz von Wasserstoff im Straßenverkehr und hier speziell in Brennstoffzellen-Pkw im Fokus.

FORSCHUNGSZIELE UND LEITFRAGEN

Shell Szenario-Studien wollen vor allem eines: in kompakter Form Fakten, Trends und Perspektiven von wichtigen Energiethematen aufbereiten. Wie in den vorangegangenen Shell Studien zu den Themen Pkw, Nutzfahrzeuge, Hauswärme oder zu einzelnen Energieträgern steht zunächst die fachliche Analyse und Aufbereitung eines Themas im Vordergrund.

So wird zwar viel über Wasserstoff diskutiert und berichtet; auch ist Wasserstoff ein besonders einfaches Element. Dennoch handelt es sich bei Wasserstoff nicht um ein alltäglich erfahrenes Produkt, insbesondere nicht bei Endverbrauchern, die mit Benzin und Strom vertraut sind. Die Erfahrung mit Wasserstoff beschränkt sich weitgehend auf die Anwendung als Einsatzstoff in der Chemieproduktion und als technisches Gas in der Industrie.

Ein erstes und wichtiges Ziel der Shell Wasserstoff-Studie ist es daher, über das Element und den Energieträger Wasserstoff Basisinformationen bereitzustellen. Dazu gehört an erster Stelle eine verständliche Aufarbeitung der besonderen Eigenschaften und Vorzüge von Wasserstoff.

Wasserstoff gehört zu den 10 häufigsten Elementen auf der dem Menschen zugänglichen Erdoberfläche. Allerdings kommt er in der Natur nicht in reiner, sondern nur in

Exemplare der Shell Nutzfahrzeug-Studie, der Shell Pkw-Szenarien und der Shell/BDH Hauswärme-Studie sind weiterhin erhältlich. Schreiben Sie an: shellpresse@shell.com



gebundener Form vor. Soll Wasserstoff als Energieträger einer künftigen Wasserstoff-Energiewirtschaft dienen, muss zunächst seine Herkunft geklärt werden: Wo kommt der Wasserstoff vor? Wie und mit welchen technischen Verfahren kann er erzeugt werden? Wenn eine künftige Energiewirtschaft nachhaltig sein soll, kommt es dabei auf die Art und Weise der Herstellverfahren an. Was sind daher die Vor- und Nachteile der einzelnen Erzeugungspfade?

Hoch entwickelte Energiesysteme setzen verstärkt auf den Sekundärenergieträger Strom. Strom als Energieträger hat viele Vorteile, allerdings auch Nachteile: er lässt sich in der Regel nur in kleineren Mengen und über kürzere Zeiträume direkt speichern sowie im Wesentlichen hauptsächlich leitungsgebunden transportieren. Eine Alternative oder wichtige Ergänzung könnten chemische Speicher wie Wasserstoff bilden. Wenn Wasserstoff eine Aufgabe im Energiesystem der Zukunft übernehmen soll, sind die Möglichkeiten der Speicherung und des Transportes von Wasserstoff zu analysieren.

Wenn es um die Verwendung von Wasserstoff geht, stand in den vergangenen Jahren vor allem die Automobilität im Zentrum der Diskussion. Doch Wasserstoff kann und wird nicht allein für Verkehrszwecke genutzt. Bei neuen Technologien gibt es oftmals Synergien verschiedener Anwendungen, was bei der Betrachtung von technologischen Lernkurven- und Skaleneffekten zu berücksichtigen ist. Und wenn es um den Einsatz von knappen Ressourcen geht, sind konkurrierende Verwendungen zu beachten. Von daher stellt sich die Frage: Welche grundsätzlichen Anwendungsbereiche – stoffliche wie energetische – gibt es für Wasserstoff (noch)?

Und im Hinblick auf energetische Anwendungen: Was sind die wichtigen Umwandlungstechniken der energetischen Wasserstoffnutzung? Gibt es für Wasserstofftechnik neben den mobilen Energie-Anwendungen auch solche im stationären Bereich?

Schwerpunkt der Studie ist das Thema Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzellen und H₂. Im Zusammenhang von Wasserstoff und Mobilität stehen Brennstoffzellen-Pkw im Vordergrund. Allerdings können Wasserstoff und Brennstoffzelle auch von anderen Verkehrsmitteln genutzt werden. Ziel der Studie ist es deshalb, einen Überblick über den technischen Stand und die Perspektiven von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik in allen Verkehrsbereichen einschließlich nicht straßengebundener Verkehrsmittel zu geben.

Nach einer Bewertung der technologischen Reife von Kraftfahrzeugen und Pkw im Besonderen gilt es, die Kosten bzw. Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffmobilität als wichtiges Entscheidungskriterium sowie den Aufbau einer Wasserstoffversorgungsinfrastruktur zu betrachten. Da wasserstoffbetriebene Pkw nur dann sinnvoll sind, wenn sie nachhaltiger als heutige Fahrzeuge betrieben werden können, werden zuletzt mit Hilfe von Szenariotechnik mögliche Energie- und Umweltbilanzen künftiger Brennstoffzellen-Pkw-Flotten abgeschätzt.

AUTOREN UND QUELLEN

Bei der Erstellung der Shell Wasserstoff-Studie hat Shell eng mit dem Wuppertal Institut zusammengearbeitet. Bereits 2007 hat das Wuppertal Institut das Konzept „Geologische CO₂-Speicherung“ als klimapolitische Handlungsoption für Shell untersucht und bewertet (WI 2007).

Das Wuppertal Institut erforscht und entwickelt Leitbilder, Strategien und Instrumente für Übergänge zu einer nachhaltigen Entwicklung. Im Zentrum stehen Ressourcen-, Klima- und Energieherausforderungen in ihren Wechselwirkungen mit Wirtschaft und Gesellschaft. Die mit der Studie befasste Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“ befasst sich dabei im Besonderen mit dem Übergang in zukunftsfähige Strukturen aus technisch/struktureller und systemanalytischer Sicht.

Die Projektleitung und Koordination der Shell Wasserstoff-Studie auf Seiten von Shell Deutschland lag bei Dr. Jörg Adolf. Auf Seiten des Wuppertal Instituts oblag die wissenschaftliche Koordination Dr. Karin Arnold. Sie wurde unterstützt von Dipl.-Soz.Wiss. Andreas Pastowski und Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer. Die Arbeit entstand unter der wissenschaftlichen Supervision von Prof. Dr. Manfred Fischechick.

Weiterhin trugen folgende Autoren der Shell zur wissenschaftlichen Bearbeitung der Studie bei: Dr. Jurgen Louis für technisch-wissenschaftliche Fragen von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik, Dipl.-Ing. Uwe Schabla für stationäre Brennstoffzellenanwendungen sowie Dr. Christoph H. Balzer für die Erstellung von Energie- und Treibhausgasbilanzen und Szenariotechnik.

Außerdem wurde für die Erstellung der Shell Wasserstoff-Studie eine Vielzahl von weiteren Experten, Entscheidungsträgern und Stakeholdern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik befragt. Shell dankt allen Befragten an dieser Stelle für Information und Zusammenarbeit. Eine Auswahl relevanter Daten und Quellen befindet sich am Ende der Studie.

>> Im Anfang war der Wasserstoff.<<
Hoimar von Ditfurt 1972

1 DAS ELEMENT WASSERSTOFF

1.1 WAS IST WASSERSTOFF?

Als „Wasser-Bildner“, so die Bedeutung des Namens „hydro-gène“ (hydor = Wasser, griechisch; genes = erzeugend) wurde das Gas im Jahr 1787 von dem französischen Chemiker Antoine Laurent de Lavoisier bezeichnet, nachdem es zuvor der englische Chemiker und Physiker Henry Cavendish aufgrund der hohen Brennbarkeit „brennbare Luft“ (inflammable air) genannt hatte. Auch der deutsche Begriff „Wasserstoff“ weist auf die Wasserbildungseigenschaften hin.

Wasserstoff – mit dem Zeichen H für lateinisch Hydrogenium – ist das erste Element des Periodensystems und zugleich das einfachste. (Normaler) Wasserstoff setzt sich aus einem positiv geladenen Atomkern (Proton) und einem negativ geladenen Elektron zusammen. Mit 1,008 Gramm pro Mol (g/mol) verfügt Wasserstoff über die geringste Atommasse aller Elemente; atomarer Wasserstoff wiegt nur ein Zwölftel von Kohlenstoff (C), ein Viertel von Stickstoff (N) oder ein Sechstel von Sauerstoff (O).

Neben normalem bzw. leichtem Wasserstoff ^1H (Protium) gibt es auch noch zwei weitere Wasserstoffatome (Isotope): den schweren Wasserstoff (^2H) bzw. Deuterium (D) sowie den überschweren Wasserstoff (^3H) bzw. Tritium (T) mit zusätzlichen neutralen Atomkernen. Da das Neutron im Wasserstoffkern etwa genauso schwer ist wie das Proton, ist Deuterium etwa doppelt, und Tritium etwa dreimal so schwer wie Protium. Nahezu sämtlicher Wasserstoff (99,985 %) ist normaler Wasserstoff, nur 0,015 % ist schwerer Wasserstoff. Verschwindend gering ist der Anteil überschweren Wasserstoffs (Holleman/Wiberg 2007).

Unter Normalbedingungen (Standard Ambient Pressure and Temperature), das heißt Umgebungstemperatur und atmosphärischer Druck von 1,013 bar, kommt atomarer Wasserstoff (H) nicht vor. Stattdessen liegt Wasserstoff in dimerisierter Form vor; dabei schließen

sich zwei Wasserstoffatome fest zu einem Wasserstoffmolekül (H_2) zusammen. Das Molekulargewicht eines Wasserstoffmoleküls beträgt dann 2,016 g/mol.

Das H-H-Molekül besitzt eine relativ hohe Bindungsenergie von 436 kJ/mol, sodass das H_2 -Molekül bei Raumtemperatur beständig und reaktionsträge ist. Erst ab etwa 6.000 Grad Celsius lassen sich Wasserstoffmoleküle nahezu vollständig in Wasserstoffatome zerlegen.

Je nachdem, ob die Protonen einer H-H-Verbindung parallel oder entgegengesetzt um ihre eigene Achse rotieren (Kernspin), unterscheidet man die beiden Modifikationen Ortho- und Parawasserstoff. Ortho-Wasserstoff (o- H_2) besitzt einen höheren Energiegehalt als Para-Wasserstoff (p- H_2). Zudem weichen die technisch-physikalischen Eigenschaften leicht ab. Das Gemisch aus Ortho- und Parawasserstoff, das sich bei den jeweils vorherrschenden thermodynamischen Bedingungen einstellt, heißt Gleichgewichtswasserstoff (g-Wasserstoff). Unter Normalbedingungen liegt ein 75:25-Gemisch aus o- und p-Wasserstoff vor, während tiefkalter Wasserstoff zu nahezu 100 % aus p- H_2 besteht. Die Umwandlung von o- in p-Wasserstoff ist eine exotherme chemische Reaktion, bei der Energie freigesetzt wird. Auch bei vollkommener Isolierung tiefkalten flüssigen Wasserstoffs kommt es folglich zur Verdampfung, solange nicht sämtlicher o- H_2 in p- H_2 umgewandelt ist (Holleman/Wiberg 2007).

Im Folgenden wird die Bezeichnung „Wasserstoff“ hauptsächlich synonym für das Molekül H_2 verwendet.

1.2 WO KOMMT WASSERSTOFF VOR?

Wasserstoff ist das erste und wichtigste Element des Universums. Sein geschätzter Massenanteil liegt bei etwa 75 %. Im frühen Universum, vor etwa 13,8 Mrd. Jahren, wurden Wasserstoffkerne bei extrem hohen Temperaturen durch Fusion gebildet (Nukleosynthese).

Im heißen Innern von Sternen stellt die anschließende stellare Fusion von Wasserstoff zu Helium, auch „Wasserstoffbrennen“ genannt, die wichtigste und ergiebigste Energiequelle in ihrem Lebenszyklus dar. Je nach Verteilung der Elemente und stellaren Masse lässt sich das Alter eines Sternes bestimmen.

Das Weltall ist mit hochverdünntem Wasserstoff gefüllt und enthält darüber hinaus auch gigantische Gaswolken aus Wasserstoff. Die etwa 4,6 Mrd. Jahre alte Sonne ist ein so genannter Hauptreihenstern, der seine Strahlungsenergie aus dem Wasserstoffbrennen freisetzt. Außerdem ist Wasserstoff das häufigste chemische Element auf den großen Gasplaneten (Jupiter, Saturn) unseres Sonnensystems.

Anders als im All ist der Anteil des Wasserstoffs an den irdischen Elementen deutlich geringer. Im Bereich von Erdkruste, Ozeanen und Atmosphäre beträgt der Massenanteil nur 0,9 %. Und dabei macht der dem Menschen zugängliche Teil der Erde weniger als 1 % der Erdmasse aus (Mortimer/Müller 2010). Der Wasserstoffanteil an der Erdatmosphäre liegt bei nur 0,5 parts per million (ppm).

Zudem liegt irdischer Wasserstoff nur selten rein vor, sondern kommt hauptsächlich in chemisch gebundener Form vor. Der größte Anteil irdischen Wasserstoffs kommt in der Verbindung mit Sauerstoff vor, und zwar in Form von Wasser oder Wasserdampf. Wasser (H_2O) besteht entsprechend der relativen Atommassen von Wasserstoff und Sauerstoff zu rund 11,2 Gewichts-% aus Wasserstoff; das Massenverhältnis von

Wasserstoff zu Sauerstoff beträgt mit anderen Worten etwa 1:8.

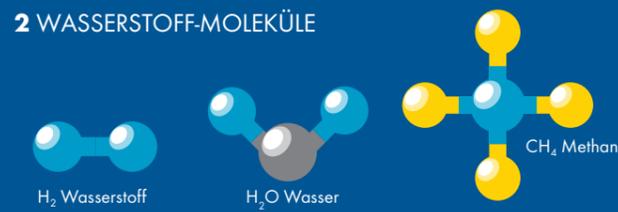
Überdies kommt Wasserstoff in nahezu allen organischen Verbindungen vor. Nicht nur Lebewesen sind aus organischen Verbindungen aufgebaut. Auch fossile Energieträger bestehen hauptsächlich aus Kohlenstoff-Wasserstoff-Verbindungen. So setzt sich zum Beispiel der Kohlenwasserstoff Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas

ist, aus einem Kohlenstoffatom und vier Wasserstoffatomen (CH_4) zusammen. Bei höheren Alkanen wie Otto- und Dieselkraftstoff liegt das Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis dagegen bei etwa 1:2 und bei Kohle bei nur noch ca. 1:1. Je höher der Wasserstoffanteil eines Kohlenwasserstoffs, desto geringer der Kohlendioxidanteil bei der Oxidation (Verbrennung) und desto niedriger folglich die Treibhausgasemissionen.

1 WASSERSTOFF-ISOTOPE



2 WASSERSTOFF-MOLEKÜLE





Wasser wird die Kohle der Zukunft sein.

Jules Verne
„Die geheimnisvolle Insel“
1874

**ZUKUNFTSVISION
WASSERSTOFF-WIRTSCHAFT**



Wasserstoff spielt – fast seit seiner Entdeckung – eine wichtige Rolle in den zeitgenössischen Zukunftsvisionen, insbesondere solchen zur Energiewirtschaft und zur Fortbewegung.

Bereits 1874 sah der französische Science-Fiction-Autor Jules Verne (1828 – 1905) in seinem Roman „L’Île mystérieuse“ (Die geheimnisvolle Insel) in Wasserstoff und Sauerstoff die Energieträger der Zukunft. Wasserstoff sollte durch Zerlegung (Elektrolyse) von Wasser gewonnen werden und die Kohle, den damals in der Energieversorgung noch dominierenden Energieträger, ablösen.

In den 1960er Jahren beflügelte der erfolgreiche Einsatz von Wasserstoff als Raketentreibstoff sowie von Brennstoffzellen zum Betrieb von Hilfsaggregaten im Weltraum – insbesondere im Rahmen des US-amerikanischen Saturn-Apollo-Raumfahrtprogramms – die Wasserstoff-Phantasien weiter. Ebenfalls in den 1960er Jahren wurden die ersten Pkw als Prototypen mit Brennstoffzellen ausgerüstet.

In den 1970er Jahren wurde unter dem Eindruck knapper und teurer werdender fossiler Ressourcen das Konzept einer (solaren) Wasserstoffwirtschaft mit H₂ als zentralem Energieträger entwickelt. Seit den 1990er Jahren machten Wasserstoff und Brennstoffzellen im Mobilitätsbereich technische Fortschritte. Nach der Jahrhundertwende wurden – nicht zuletzt vor dem Hintergrund erneuter globaler Rohstoffverknappungen sowie immer drängenderer Nachhaltigkeitsfragen – die Potenziale einer Wasserstoffwirtschaft – erneut taxiert (Rifkin 2002).

In der jüngeren Vergangenheit geht es zunehmend um die Rolle von Wasserstoff in einer nationalen und globalen Energiewende. Dabei wird der Mehrwert von Wasserstoff (aus Elektrolyse) in einer zunehmend elektrifizierten Energiewelt durchaus auch kritisch diskutiert. Gleichwohl wird für Wasserstoff – insbesondere als sauberer und transportabler Energiespeicher – eine wichtige Rolle in einer strombasierten Energiezukunft gesehen (Nitsch 2003; Ball/Wietschel 2009).

1.3 EIGENSCHAFTEN VON WASSERSTOFF

Wasserstoff ist – unter Normal- oder Standardbedingungen – ein farb- und geruchsloses Gas. Wasserstoff ist nicht toxisch und verursacht keine Umweltschäden – ist also insofern umweltneutral.

Im Hinblick auf die Eigenschaften von Stoffen unterscheidet man physikalische und chemische Eigenschaften. Erstere werden durch Messen und Experimentieren ermittelt, letztere bei chemischen Reaktionen beobachtet. Zu den wichtigsten chemischen Eigenschaften von Energieträgern gehört das Stoffverhalten bei der Verbrennung (Redoxverhalten), sei es bei der heißen Umwandlung, sei es bei der kalten elektrochemischen Verbrennung. Physika-

lische und chemische Eigenschaften von Stoffen haben sowohl Einfluss auf die Nutzung und Nützlichkeit eines Stoffes wie auch auf dessen Handling; das gilt insbesondere auch für die sichere Handhabung und Speicherung von Energieträgern.

PHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN

Wasserstoff – hier und im Folgenden Di- bzw. Gleichgewichtswasserstoff (H₂) – liegt unter Normalbedingungen gasförmig vor. Lange Zeit hielt man Wasserstoff für ein permanentes Gas, das nicht in einen der beiden anderen Aggregatzustände flüchtig oder fest überführt werden kann (Holleman/Wiberg 2007).

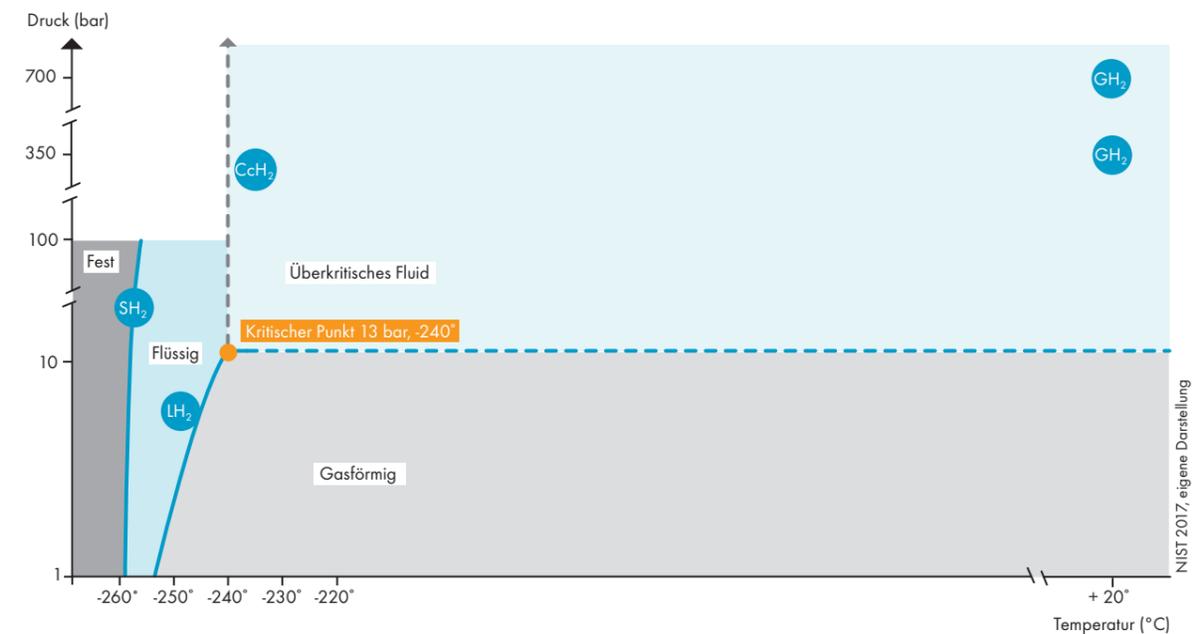
Tatsächlich liegt sein **Siedepunkt** sehr tief, und zwar bei -252,76°C; das ist nahe am absoluten Temperaturnullpunkt von

-273,15°C und entspricht 20,3 Kelvin (K) auf der absoluten Temperaturskala. Unterhalb dieser Temperatur ist Wasserstoff bei Normaldruck von 1,013 bar flüchtig, darüber gasförmig.

Der Aggregatzustand ist aber nicht nur von der Temperatur, sondern auch vom Druck abhängig. So lassen sich Gase auch durch Druckerhöhung verflüssigen. Allerdings gibt es eine so genannte kritische Temperatur, oberhalb derer ein Gas auch durch noch so hohen Druck nicht mehr verflüssigt werden kann. Beim Wasserstoff beträgt die kritische Temperatur -239,96°C (33,19 K). Will man Wasserstoff verflüssigen, muss man diese Temperatur unterschreiten.

Ebenso kann ein Gas bei genügend hohem Druck auch durch weiteres Absenken der

3 PHASENDIAGRAMM WASSERSTOFF



Temperatur nicht mehr verflüssigt werden. Dieser Druck wird kritischer Druck genannt; er liegt für Wasserstoff bei 13,1 bar. Kritische Temperatur und kritischer Druck kennzeichnen den **kritischen Punkt** eines Stoffes. Für Wasserstoff liegt der kritische Punkt bei etwa -240°C bzw. 33,15 K und gut 13 bar. Im kritischen Punkt eines Stoffes gehen flüssige und Gasphase ineinander über. Gleichzeitig markiert der kritische Punkt das obere Ende der Dampfdruckkurve im Druck-Temperatur-Phasendiagramm. Die kritische Dichte im kritischen Punkt beträgt 31 Gramm pro Liter (g/l).

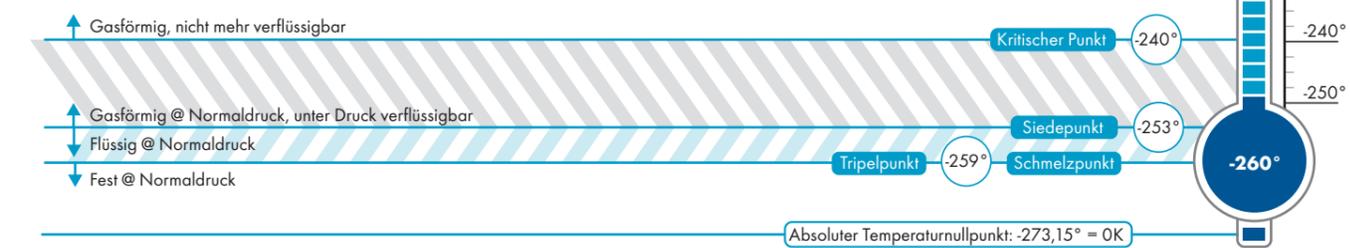
Der **Schmelzpunkt**, an dem Wasserstoff vom flüssigen in den festen Aggregatzustand übergeht, liegt unter Normaldruck bei -259,19°C bzw. 13,9 K und damit noch etwas tiefer als der Siedepunkt. Damit weist nur das Edelgas Helium tiefere Siede- und Schmelzpunkte als Wasserstoff auf.

Der **Tripel- bzw. Dreiphasenpunkt** eines Stoffes befindet sich im Phasendiagramm dort, wo alle drei Aggregatzustände im thermodynamischen Gleichgewicht sind; für Wasserstoff liegt er bei -259,19°C und 0,077 bar. Der Tripelpunkt ist gleichzeitig der unterste Punkt der Dampfdruckkurve. Die Dampfdruckkurve gibt Druck-Temperatur-Kombinationen an, bei denen sich Gas- und Flüssigphase von Wasserstoff im Gleichgewicht befinden. Links der Dampfdruckkurve ist

der Wasserstoff flüchtig, rechts davon gasförmig. Rechts und oberhalb des kritischen Punktes wird Wasserstoff zu einem überkritischen Fluid, das weder gasförmig noch flüchtig ist. Im Vergleich zu Methan verläuft die Dampfdruckkurve von Wasserstoff sehr steil und kurz – über einen kleinen Temperatur- und Druckbereich. Die Verflüssigung erfolgt hauptsächlich über Kühlung und weniger über Kompression. Die komprimierte Speicherung von Wasserstoff (bei 350 oder 700 bar) erfolgt hingegen stets als überkritisches Fluid.

Im Zusammenhang mit Temperatur- und Druckänderungen ist als Besonderheit des Wasserstoffs dessen **negativer Joule-Thomson-Koeffizient** zu beachten: Dehnt sich Luft unter Normalbedingungen aus, kühlt sie ab – ein Effekt, der bei der Verflüssigung von Gasen (Linde-Hampson-Verfahren) genutzt wird. Anders dagegen Wasserstoff: dieser erwärmt sich bei Drosselung. Erst unterhalb seiner Inversionstemperatur von 202 K, das sind ca. -71 °C, weist auch Wasserstoff einen „normalen“ Joule-Thomson-Effekt auf. Für Hauptbestandteile der Luft, Stickstoff und Sauerstoff, liegt die Inversionstemperatur hingegen bei 621 K bzw. 764 K.

Die **Dichte** ist eine physikalische Größe, die durch das Verhältnis Masse pro Volumen definiert ist. Gase haben im Vergleich zu flüssigen und festen Stoffen eine sehr geringe



Dichte. Die Dichte von Wasserstoff in gasförmigem Zustand beträgt bei einer Temperatur von 0°C bzw. 273,15 K 0,089 Gramm pro Liter (g/l). Da Luft mit 1,29 g/l etwa 14 mal schwerer als gasförmiger Wasserstoff ist, zeigt Wasserstoff in der Atmosphäre eine große Auftriebskraft. Im Freien verflüchtigt sich Wasserstoff rasch.

Für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff als Energieträger spielt die Verflüssigung eine wichtige Rolle. In flüssigem Zustand am Siedepunkt bei -253°C bzw. 20,3 K und 1,013 bar liegt Wasserstoff mit einer Dichte von 70,79 g/l vor. Am Schmelzpunkt mit -259,2°C bzw. 13,9 K und 1,013 bar beträgt die Dichte 76,3 g/l (Holleman/Wiberg 2007).

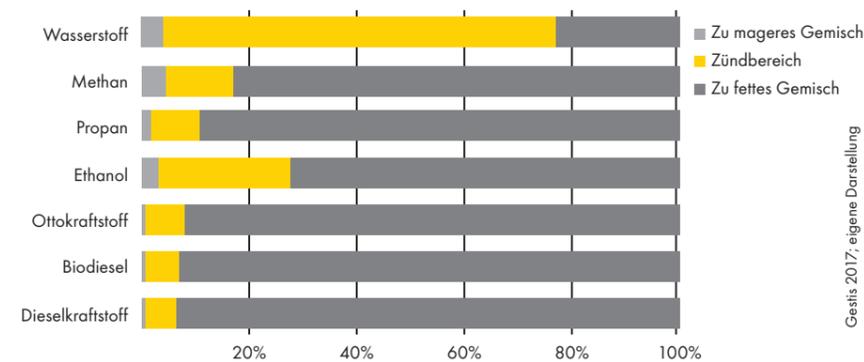
Durch Verflüssigung nimmt die Dichte des Wasserstoffs um etwa den Faktor 800 zu bzw. das zu speichernde Stoffvolumen entsprechend ab. Zum Vergleich: Bei der Verflüssigung von Flüssiggas liegt der Dichte- bzw. Volumenfaktor – je nach Butan-/Propan-Anteil – bei rund 250, bei der Verflüssigung von Methan zu Liquefied Natural Gas (LNG) bei rund 600 (Shell 2013, 2015).

Ein weiteres relevantes Merkmal von H₂ ist seine extrem hohe Diffusionsfähigkeit. Wasserstoff kann sich als leichtestes Gas in ein anderes Medium hinein ausbreiten, wobei poröses Material oder gar Metalle durchschritten werden (Holleman/Wiberg 2007). Dabei kann es auch zur Materialversprödung kommen. Die hohe Diffusivität bei der Speicherung erfordert die Verwendung spezieller Materialien für die Speicherbehälter – zum Beispiel austenitische Stähle oder die Beschichtung mit Diffusionsperrschichten. Anderenfalls kann es zu Diffusionsverlusten des gespeicherten Wasserstoffs kommen.

CHEMISCHE EIGENSCHAFTEN

Die charakteristischste chemische Eigenschaft des Wasserstoffs ist seine **Brennbarkeit** (Holleman/Wiberg 2007). Verbrennt Wasserstoff in der Luft, ist die Flamme bei Tageslicht kaum sichtbar, da sich die Flamme durch geringe Wärmestrahlung und hohen Ultraviolett-Anteil auszeichnet. Im Vergleich zu anderen Kraftstoffen fällt auf,

4 ZÜNDBEREICHE VON KRAFTSTOFFEN



Gesits 2017; eigene Darstellung

dass H₂ in einem sehr breiten Konzentrationsspektrum brennbar ist. Entsprechend groß ist der durch die untere und obere Explosionsgrenze gekennzeichnete **Zündbereich** von Wasserstoff: Die Untergrenze liegt bei einer Konzentration von 4 Vol.%, die Obergrenze bei 77 Vol.%. Die heute eingesetzten flüssigen und gasförmigen Kraftstoffe haben deutlich kleinere Zündbereiche. Lediglich Ethanol, enthalten etwa im Ottokraftstoff, weist mit 27 Vol.% eine höhere obere Explosionsgrenze auf. Würde man Wasserstoff in Verbrennungskraftmaschinen einsetzen, erlaubten die weiten Zündgrenzen extrem magere Luft-Wasserstoff-Gasgemische. Während das Verbrennungsluftverhältnis bei modernen Dieselmotoren bei $\lambda=2$ liegt, wären im Wasserstoffbetrieb Lambda-Werte von bis zu 10 möglich (Eichlseder/Klell 2012).

Die Selbstentzündungstemperatur von reinem Wasserstoff liegt bei 585°C und damit höher als die konventioneller Kraftstoffe. Allerdings ist die minimale Zündenergie mit 0,02 MJ deutlich geringer als bei anderen Brennstoffen. Wasserstoff wird daher als extrem entzündbares Gas klassifiziert. Allerdings würde bereits eine einfache elektrostatische Entladung (mit einer Energie von etwa 10 MJ) auch für die Entzündung nahezu aller anderen Kraftstoffe ausreichen. Die maximale Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff beträgt 346 m/s und damit rund achtmal so viel wie die von Methan (43 m/s).

In Bezug auf das thermische Verhalten von Wasserstoff ist festzuhalten, dass aufgrund der starken Bindung zwischen den H₂-Wasserstoffatomen des Wasserstoffmo-

leküls erhebliche Energiemengen – sprich hohe Temperaturen – benötigt werden, um neue Bindungen knüpfen zu können. Erst bei 6000 K liegt Wasserstoff nahezu vollständig in atomarer Form vor. Zusätzlich zu hohen Temperaturen werden für chemische Reaktionen unter Wasserstoffbeteiligung oft noch Katalysatoren eingesetzt.

Molekularer Wasserstoff (H₂) ist zwar relativ reaktionsträge. Durch punktuelle Erhitzung eines 2:1-Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisches (**Knallgas**) auf ca. 600°C kann jedoch eine Kettenreaktion in Gang gesetzt werden, die zur explosionsartigen Ausbreitung des Temperaturanstieges durch das ganze Gasgemisch führt. Der durch die hohe Reaktionswärme gebildete Wasserdampf erlangt in der Folge ein viel größeres Volumen als das ursprüngliche Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisch. Bei der ruckartigen Ausbreitung des Wasserdampfes kommt es zur so genannten Knallgasexplosion.

Zur Vermeidung einer Knallgasexplosion ist beim Arbeiten mit Wasserstoff daher stets eine Knallgasprobe zu nehmen oder Sauerstoff wird dem Wasserstoff erst im Moment des Entzündens beigemischt (Holleman/Wiberg 2007). Auch bei Gasmischungen von Wasserstoff mit Chlorgas (Chlorknallgas) oder Fluor kann es bei der Umsetzung zu Chlor- bzw. Fluorwasserstoff zu exothermen Reaktionen mit Explosion kommen.

Seine chemischen Eigenschaften machen Wasserstoff zu einem hervorragenden Brenn- und Kraftstoff. Dabei erfordert der Umgang mit Wasserstoff große Sorgfalt, insbesondere die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften.

ZWISCHENFAZIT

Wasserstoff ist der häufigste Stoff im Universum und die ergiebigste Energiequelle für Sterne.

Hydrogenium (H) ist das erste Element im Periodensystem der Chemie und zugleich das kleinste und leichteste Atom.

In Reinform tritt Wasserstoff auf der Erde nur in molekularer Form (H₂) auf. Hauptsächlich kommt irdischer Wasserstoff in gebundener Form vor, insbesondere als Wassermolekül (H₂O).

Wasserstoff wird schon lange als Energiequelle der Zukunft gesehen. Zudem wird er als Grundlage einer nachhaltigen Wasserstoff-Wirtschaft diskutiert.

Aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften ist Wasserstoff ein nahezu „permanentes Gas“. Wasserstoffgas lässt sich erst bei sehr tiefen Temperaturen (unter -253°C) verflüssigen. Wegen seiner geringen Dichte wird H₂ meist als Druckgas gespeichert.

Die charakteristische Eigenschaft des Wasserstoffs ist seine hervorragende Brennbarkeit. Aufgrund seiner chemischen Eigenschaften erfordert der Umgang mit Wasserstoff große Sorgfalt.

2 BEREITSTELLUNGSPFADE



Da Wasserstoff in der Regel nur in gebundener Form vorkommt, muss er für die chemische oder energetische Nutzung gezielt hergestellt werden. Dazu sind verschiedene Verfahren möglich und werden auch heute schon genutzt. Der überwiegende Teil der heutigen globalen Wasserstoffproduktion erfolgt aus fossilen Energieträgern.

Nur ein kleiner Anteil Wasserstoff wird mittels Elektrolyse produziert, wozu derzeit Strom aus verschiedenen Quellen genutzt wird (siehe Abbildung 5). Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass die Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse deutlich

zunimmt, wenn zunehmend (überschüssiger) Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.

Abbildung 6 zeigt prinzipielle Prozessschritte für die industrielle Bereitstellung von Wasserstoff. Es wird deutlich, dass für die wichtigsten Prozesse mehrere Rohstoffe genutzt werden können, die zwar eine Anpassung der Prozessführung, aber keine grundsätzlich neuen Verfahren notwendig machen. Zu nennen sind die Dampfreformierung als derzeit wichtigster Herstellungsprozess, sowie die partielle Oxidation, die autotherme Reformierung sowie die Verga-

sung fester Brennstoffe. Zusätzlich wird die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus diversen Quellen sowie die Nutzung von industriellem „Rest-Wasserstoff“ betrachtet.

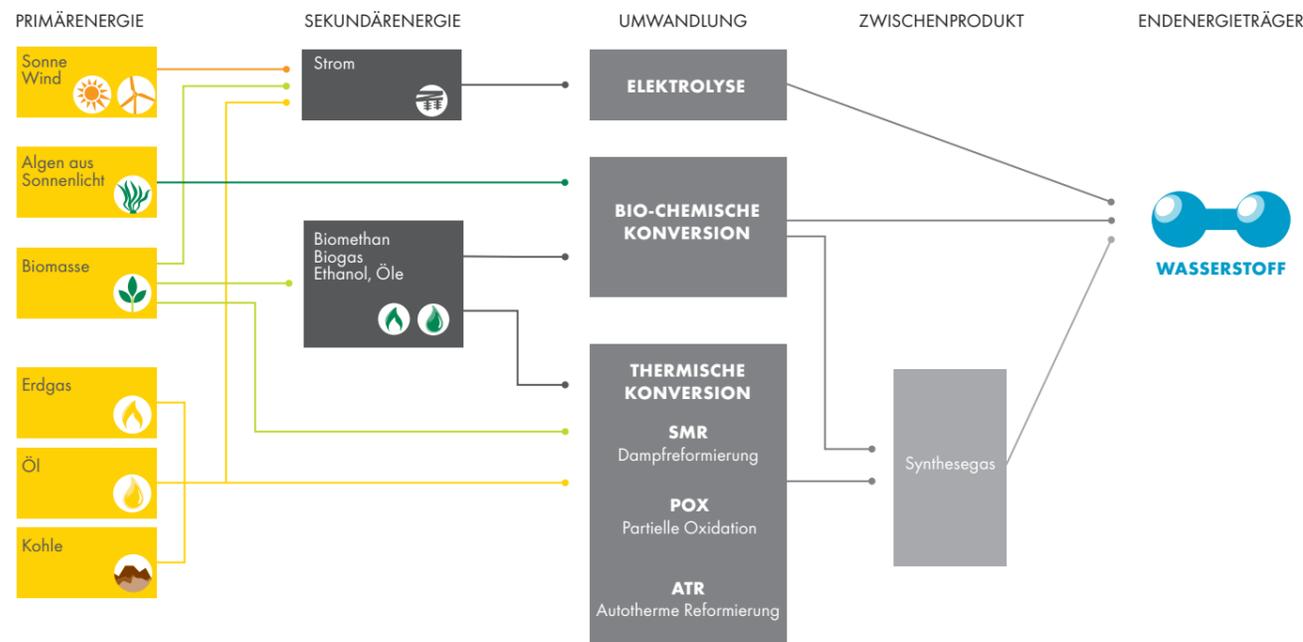
Je nach Herstellverfahren enthält das gewonnene Wasserstoff-Produktgas unerwünschte Stoffe (wie Kohlenmonoxid, CO) und Verunreinigungen; das gilt insbesondere für die thermo- und biochemischen Verfahren. Je nach Verwendungszweck muss das Produktgas einer Nachreinigung unterzogen werden; teilweise werden auch bereits die Ausgangsstoffe bearbeitet.

5 ANTEIL DER PRIMÄREN ENERGIETRÄGER AN DER GLOBALEN WASSERSTOFF-PRODUKTION



E4tech 2014; eigene Darstellung

6 VERFAHREN ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF



Im Folgenden werden die Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff genauer dargestellt. Es folgt eine vergleichende Zusammenstellung der Energieaufwände und Treibhausgasemissionen für die Wasserstoffherstellung nach dem Well-to-Tank-Ansatz, also von der Gewinnung des Primärenergieträgers bis zur Bereitstellung des Wasserstoffs in einem Speicher bzw. (Fahrzeug-)Tank.

Die Zusammenstellung der Energie- und Treibhausgasbilanzen orientiert sich an den Arbeiten von (JEC 2014), weshalb die dort zugrunde gelegten Prozesse kurz dargestellt werden. Zudem wird ein Überblick über die heutigen und künftig erwarteten Herstellungskosten der unterschiedlichen Verfahren gegeben.

2.1 ERZEUGUNG AUS FOSSILEN ENERGETRÄGERN



REFORMIERUNG

Die Reformierung fossiler Kohlenwasserstoffe ist die mit Abstand am weitesten verbreitete Methode der Wasserstoffherstellung. Unter Reformierung wird dabei die

Umwandlung von Kohlenwasserstoffen und Alkoholen durch chemische Prozesse in Wasserstoff verstanden, wobei die Nebenprodukte Wasser(dampf), Kohlenmonoxid und Kohlendioxid entstehen.

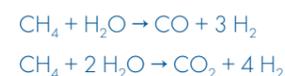
Bei Einsatz von Luft als Oxidationsmittel findet sich auch Stickstoff im Produktgas. Die Reaktion läuft bei hohen Temperaturen (zwischen ca 700 °C und 900 °C) ab. Ein Katalysator hilft, die Umsetzung zu realisieren. Die Reformierung erfordert neben dem Rohstoff ein Oxidationsmittel, das den nötigen Sauerstoff liefert. Anhand des Oxidationsmittels lassen sich drei grundsätzliche Verfahren einteilen (Aicher et al. 2004):

- **Dampfreformierung:** Als Oxidationsmittel dient reiner Wasserdampf. Die Reaktion erfordert die Zufuhr von Wärme („endotherm“).
- **Partielle Oxidation:** Bei diesem Verfahren kommen Sauerstoff oder Luft zur Anwendung. Der Prozess setzt Wärme frei („exotherm“).
- **Autotherme Reformierung:** Dieser Prozess ist eine Kombination aus der Dampfreformierung und der partiellen Oxidation und arbeitet mit einer Mischung aus Luft und Wasserdampf. Das Verhältnis der beiden

Oxidationsmittel wird so eingestellt, dass keine Wärme zu- oder abgeführt werden muss („isotherm“).

Dampfreformierung
Steam Methane Reforming (SMR)

Ausgangsstoffe der Dampfreformierung sind zumeist Erdgas und Wasser; es können aber prinzipiell auch andere leichte Kohlenwasserstoffe wie Flüssiggas oder Rohbenzin (Naphtha) benutzt werden (Zakkour/Cook 2010). Der Ausgangsstoff muss zunächst vorbereitet werden, was üblicherweise die Entfernung von Schwefel beinhaltet, welcher den Katalysator angreift. Im nächsten Schritt werden Methan und Wasser über folgende Reaktionen in Wasserstoff umgewandelt:



Es entsteht ein Synthesegas, das hauptsächlich aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht, mit Anteilen von Kohlendioxid, Wasserdampf sowie Rest-Kohlenwasserstoffen. Sowohl der Kohlenstoff als auch die H₂-Moleküle können eine Verbindung mit Sauerstoff eingehen. Dabei soll möglichst wenig Wasserstoff zu Wasser oxidieren, damit eine hohe Ausbeute an H₂ erzielt

werden kann. Geeignete Katalysatoren können dabei helfen (Aicher et al. 2004).

Im nächsten Schritt werden CO und verbleibendes Wasser in der so genannten Wassergas-Shift-Reaktion weiter zu H₂ und CO₂ umgewandelt (DWV 2015).

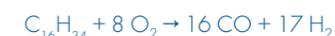


Durch weitere chemische Umwandlungsverfahren wie CO-Methanisierung und die selektive CO-Oxidation wird der Kohlenmonoxidgehalt weiter reduziert. Durch anschließende CO₂-Wäsche und weitere physikalische Reinigungsschritte wird der Reinheitsgrad des Produktgases weiter erhöht (DWV 2015).

Für die Nutzung von Kohle sowie Schweröl als Ausgangsstoffe verläuft das Verfahren der Dampfreformierung prinzipiell analog. Allerdings unterscheidet sich die Herstellung des Synthesegases im ersten Schritt.

Partielle Oxidation (POX)

Unter der partiellen Oxidation versteht man die exotherme Umwandlung vorzugsweise schwerer Kohlenwasserstoffe (wie Schweröl oder Kohle) mit Hilfe von Sauerstoff (O₂). Die thermische partielle Oxidation findet unter hohem Druck und hohen Temperaturen von etwa 1.250 °C bis 1.400 °C statt. Da Wärme frei wird, benötigt man keine externe Wärmequelle außer der partiellen Verbrennung des Rohstoffs. Die POX-Reaktionsgleichung für Hexadekan, ein langkettiges in Gasöl vorkommendes Alkan, sieht folgendermaßen aus:



Analog zur Dampfreformierung wird ein Synthesegas erzeugt, das mittels Wassergas-Shift und Gasaufbereitung zu Wasserstoff wird (Zakkour/Cook 2010). Dabei gilt: Je länger-kettig der eingesetzte Kohlenwasserstoff, desto geringer die anteilige Wasserstoffausbeute.

Ein wesentlicher Unterschied zur Dampfreformierung ist die Verwendung von O₂ statt Wasserdampf als Oxidationsmittel. Dieser wird üblicherweise in einer Luftzerlegungsanlage hergestellt, was den Energieverbrauch der partiellen Oxidation erheblich erhöht. Das wird aber in Teilen durch die

Wärmeauskopplung aus der Reaktion aufgefangen. Zudem wird durch die Verwendung von O₂ statt Luft das Aufkommen von Stickstoff in der Wassergas-Shift-Reaktion so gut wie ausgeschlossen, so dass hier ein niedrigerer Energieverbrauch erreicht wird. Trotzdem bleibt die partielle Oxidation weniger effizient als die Dampfreformierung, bietet dafür aber den Vorteil, eine größere Bandbreite an Rohstoffen umsetzen zu können und nicht auf Methan angewiesen zu sein (Zakkour/Cook 2010).

Autotherme Reformierung (ATR)

Bei der autothermen Reformierung handelt es sich um eine Kombination von Dampfreformierung und partieller Oxidation (POX). Die Reformierung von Methan erfolgt nach folgender Reaktionsgleichung:

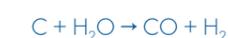


In der Prozesskombination aus Dampfreformierung und partieller Oxidation wird die hohe Wasserstoffausbeute durch die Dampfreformierung bestimmt. Die partielle Oxidation liefert intern die benötigte Prozesswärme.

Dem Vorteil der autothermen, von externer Wärmezufuhr unabhängigen Reaktion stehen erhöhte Investitions- und Betriebskosten der Luftzerlegungseinheit sowie eine aufwendigere Rauchgasreinigung gegenüber.

VERGASUNG (KOHLE)

Die Vergasung ist eine traditionelle Methode zur Herstellung von Brenngasen. Sie bezeichnet die Umsetzung eines Kohlenstoffträgers (etwa Kohle) mit Sauerstoff oder einem sauerstoffhaltigen Vergasungsmittel zu einem Synthesegas. Dabei wird der eingesetzte Rohstoff zunächst getrocknet und unter Luftabschluss thermisch in Kohlenstoff- und Wasserstoffverbindungen zerlegt, die anschließend durch Oxidation teilweise verbrannt werden (Eichlseder/Klell 2012). Aus dem erhitzten Kohlenstoff und Wasserdampf entsteht über folgende Reaktionsgleichung ein Synthesegas aus CO und H₂, wobei das Kohlenmonoxid wiederum durch anschließende Shift-Reaktion zu CO₂ abgebaut wird:



Je nach Vergaserbauart werden unterschiedliche Reaktortypen unterschieden. Der Vergasungsprozess selbst kann unter Überdruck oder aber drucklos bei Atmosphärendruck durchgeführt werden. Die Leistungsdichte des Vergasers steigt mit steigendem Betriebsdruck. Generell wird bei der Vergasung Wärme zugeführt (endotherme Reaktion = allotherme Vergasung). Allerdings kann je nach Prozessführung die freiwerdende Wärme aus der vorangehenden partiellen Oxidation des Brennstoffs direkt im Reaktor genutzt werden (autotherme Vergasung). Dies geht allerdings zu Lasten des Wirkungsgrades.

Als Oxidationsmittel bzw. Vergasungsmittel kommen Luft oder ein Gemisch aus Sauerstoff und Wasserdampf bzw. Kohlendioxid zum Einsatz. Ebenfalls analog zur partiellen Oxidation ist das entstehende Produktgas am reinsten, wenn Sauerstoff eingesetzt wird, da durch den Einsatz von Luft ein recht hoher Anteil von Stickstoff in den Prozess eingebracht wird. Die Zusammensetzung des entstehenden Synthesegases, also der Anteil bzw. die Reinheit von Wasserstoff, wird außerdem durch Vergasungstemperatur und -druck sowie die Kühlleistung des Reaktors und die Verweilzeit des Produktgases im Reaktor beeinflusst (Görner et al. 2015).

Die Aufbereitung und Reinigung des Wasserstoff-Produktgases erfolgt ähnlich wie oben bei der Dampf-Reformierung.

2.2 BIOGENE BEREITSTELLUNG



Im globalen Maßstab ist die Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse bisher zu vernachlässigen. Langfristig ist aber unter dem Aspekt der CO₂-armen Bereitstellung von Wasserstoff durchaus eine Beteiligung dieser Herstellungsoption denkbar – vorausgesetzt, Anforderungen an die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse können zuverlässig erfüllt werden, und ausreichend Biomasse steht zur Verfügung.

Es gibt grundsätzlich zwei Verfahren, um aus Biomasse Wasserstoff bereitzustellen,

nämlich thermo-chemisch oder bio-chemisch. Die Möglichkeit, aus Biomasse Strom zu erzeugen und diesen mittels Elektrolyse zu Wasserstoff umzuwandeln, wird unter Elektrolyse subsummiert.

THERMO-CHEMISCHE VERFAHREN

Thermo-chemische Verfahren basieren in den meisten Fällen auf der Vergasung bzw. Pyrolyse von festen oder auch flüssigen Biomassen zu einem Synthesegas und anschließender weiterer Aufbereitung zu H₂ (wie bei den fossilen Brennstoffen). Die Kategorie „feste Biomasse“ umfasst vor allem Holz- und halmgutartige Biomasse, also Wald- oder Restholz sowie Stroh, aber auch nachwachsende Halme wie Miscanthus. Zur Vergasung sind vor allem Hölzer geeignet, da Halmgut wie Stroh zu viele Störstoffe aufweist und aufgrund der hohen Neigung zur Aschebildung kein optimaler Einsatzstoff für Vergasungsprozesse ist. Unter den Hölzern sind vor allem unbehandelte Hölzer nutzbar, also Waldholz sowie Plantagenholz aus so genannten Kurzumtriebs-Plantagen (KUP).

Die Druckvergasung von Biomasse wird dadurch erschwert, dass Holz-Reststoffe immer wieder mit Steinen oder Nägeln kontaminiert sind, die den Druckbehälter beschädigen können. Daher wird die Holzvergasung nach (JEC 2014) üblicherweise drucklos durchgeführt, was den Wirkungsgrad beeinträchtigt. Alternativ wird nur reines Waldholz verwendet, was das Potenzial zur Bereitstellung von Wasserstoff senkt.

Neben der Vergasung fester Biomasse ist es aber auch möglich, biogene Sekundär-Energieträger zu reformieren bzw. über die partielle Oxidation zu Wasserstoff zu konvertieren. Als Sekundär-Energieträger kommen etwa Biogas oder Biomethan (hergestellt über die anaerobe Fermentation) oder Bioethanol (hergestellt über die alkoholische Gärung) zum Einsatz.

Zur Bereitstellung von Biogas durch Vergärung eignen sich prinzipiell alle Arten von feuchter, grüner Biomasse (Kaltschmitt et al. 2016). Biogas und auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan können direkt im Reformier eingesetzt und analog zu Erdgas zu Wasserstoff konvertiert werden. Im Falle

von Biogas ist allenfalls eine Entschwefelung vorzuschalten.

Möglich ist auch die Nutzung von Pflanzenölen, Biodiesel oder Bioglycerin (hergestellt über physikalisch-chemische Verfahren). Flüssige Sekundärenergieträger, wie etwa Bioethanol, Biodiesel, Bioöle oder Glycerin machen unter Umständen Anpassungen bei der Beschickung des Reformers notwendig (Hy-NOW 2012).

Grundsätzlich ist dabei zu bedenken, dass jede weitere Umwandlung mit Verlusten belastet ist, welche die Gesamtbilanz des Produkts beeinträchtigen.

BIO-CHEMISCHE ERZEUGUNG

Ebenfalls denkbar ist die bio-chemische Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse durch den Einsatz von Mikroorganismen. Dabei kann ebenfalls die Biomasse fermentiert und weiter aufbereitet, oder aber Wasser bio-photolytisch in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten werden (Hy-NOW 2012). Mehrere Verfahren existieren, um Zucker und Stärke sowie Lignocellulose aus Biomasse zu Wasserstoff umzuwandeln. Diese beruhen auf dem Einsatz verschiedener Mikroorganismen und beziehen (bis auf einen Prozess) die benötigte Energie zumindest teilweise aus Sonnenlicht. Die relevantesten Verfahren sind die dunkle Fermentation durch heterotrophe Bakterien, die Photofermentation durch photosynthetische Bakterien sowie die biophotolytische Spaltung von Wasser durch Grünalgen oder Cyanobakterien.

Allen bio-chemischen Verfahren ist gemein, dass sie derzeit ausschließlich im Labormaßstab existieren und in sehr geringen Mengen durchgeführt werden. Eine Marktreife ist bisher nicht absehbar, da die Umsetzungsraten bzw. Ausbeute an Wasserstoff noch deutlich unter einem marktrelevanten Schwellenwert liegen und daher noch erheblich gesteigert werden müssen.

Bis auf den letztgenannten biophotolytischen Prozess benötigen alle Verfahren zur biogenen Wasserstoffherzeugung Biomasse in relevanter Größenordnung. Hieraus könnten sich für die großskalige Herstellung Restriktionen ergeben, denn Biomasse

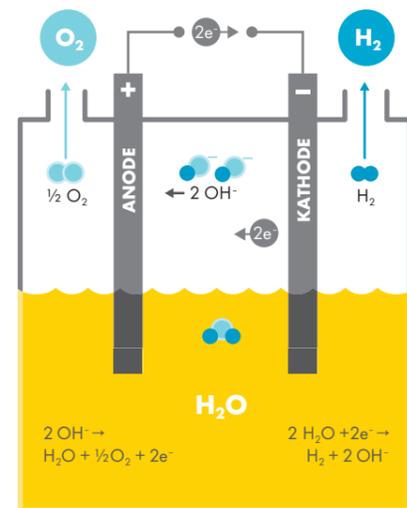
ist ein nachwachsender Rohstoff, dessen Potenziale und Verfügbarkeit aufgrund vielfältiger Anforderungen, etwa an die Nachhaltigkeit, aber auch durch Nutzungskonkurrenzen begrenzt sind (Fritsche et al. 2012; Kaltschmitt et al. 2016).



2.3 ELEKTROLYSE

Bei der Elektrolyse wird ein Einsatzstoff, hier Wasser, mit Hilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Elektrolyseur besteht aus einer Gleichstromquelle sowie zwei mit Edelmetallen beschichteten Elektroden, die von einem Elektrolyt getrennt werden. Der Elektrolyt bzw. Ionenleiter kann eine Flüssigkeit, zum Beispiel leitfähige Kalilauge (Kaliumhydroxid, KOH) bei der alkalinen Elektrolyse, sein (Eichlseder/Klell 2012).

7 PRINZIP DER ELEKTROLYSE



In einem alkalinen Elektrolyseur werden von der Kathode (Minuspol) Elektronen an die wässrige Lösung abgegeben. Das Wasser wird dissoziiert – es bilden sich Wasserstoff (H₂) und Hydroxid-Ionen (OH⁻).

Die Ladungsträger bewegen sich im Elektrolyt zur Anode. An der Anode (Pluspol) werden die Elektronen von den negativen OH⁻-Anionen aufgenommen. Die OH⁻-Anionen werden zu Wasser und Sauerstoff oxidiert. An der Anode steigt Sauerstoff auf.

8 KENNDATEN VON ELEKTROLYSEUREN

	Temperatur °C	Elektrolyt	Anlagengröße		Wirkungsgrad	Reinheit H ₂	Systemkosten	Lebenserwartung	Reifegrad
Alkaline Elektrolyse (AE)	60 – 80	Kaliumhydroxid	0,25 – 760 Nm ³ H ₂ /h	1,8 – 5.300 kW	65 – 82%	99,5% – 99,9998%	1000 – 1200 €/kW	60.000 – 90.000 h	Kommerziell seit 100 Jahren in Industrie genutzt
Proton Exchange Membran Elektrolyse (PEM)	60 – 80	Feststoffmembran	0,01 – 240 Nm ³ H ₂ /h	0,2 – 1.150 kW	65 – 78%	99,9% – 99,9999%	1900 – 2300 €/kW	20.000 – 60.000 h	Kommerziell in mittleren und kleinen Anwendungen (<300 kW)
Anion Exchange Membran Elektrolyse (AEM)	60 – 80	Polymer-Membran	0,1 – 1 Nm ³ H ₂ /h	0,7 – 4,5 kW	k.A.	99,4%	k.A.	k.A.	Kommerziell verfügbar in limitierten Anwendungen
Solid Oxide Elektrolyse (SOE)	700 – 900	Oxidkeramik	Bisher nur Labormaßstab		85% (Labor)	k.A.	k.A.	ca 1.000 h	FuE

E4tech 2014; IEA 2015b; eigene Darstellung

Eine Membran verhindert die Vermischung der Produktgase H₂ und O₂, lässt jedoch den Transport von OH⁻-Ionen zu.



Die für die Erzeugung einer Wasserstoffmenge eingesetzte Strommenge bestimmt den Wirkungsgrad der Elektrolyse. Die Wirkungsgrade von Wasser-Elektrolyseuren liegen je nach Verfahren heute bei 60 bis 80% (bezogen auf den Heizwert).

Elektrolyseure bestehen aus einzelnen Zellen und zentralen Systemeinheiten (Balance of Plant). Durch Kombination von Elektrolysezellen und -stapeln (Stacks) lässt sich die Wasserstoffherzeugung an die jeweiligen Bedarfe anpassen.

Elektrolyseure werden nach den Elektrolytematerialien und ihrer Betriebstemperatur unterschieden: Die Niedertemperaturelektrolysen (NT) mit der alkalischen Elektrolyse (AE), der Proton Exchange Membran (PEM)-Elektrolyse und der Anion Exchange Membran (AEM, auch alkalische PEM) sowie die Hochtemperaturelektrolyse (HT). Hier ist vor allem die Solid Oxide Elektrolyse (SOE) zu nennen, die sich allerdings noch im weiteren F&E-Stadium befindet, es sind noch keine Produkte auf dem Markt verfügbar. Erwartete Vorteile bei erreichter Marktreife sind eine höhere Umwandlungs-Effizienz und die Möglichkeit, mit

Dampf und CO₂ direkt ein Synthesegas zu erzeugen, das für verschiedene Anwendungen wie etwa synthetische flüssige Kraftstoffe zur Verfügung steht (E4tech 2014, IEA 2015b).

Derzeit marktverfügbar sind die Niedertemperatur-Elektrolyseure, wobei die AE klar dominiert und den Großteil der weltweit installierten Kapazität stellt. Die PEM-Elektrolyse ist seit Beginn des 21. Jahrhunderts kommerziell verfügbar, während die AEM gerade erst auf dem Markt erscheint. Einige charakteristische Merkmale der verschiedenen Elektrolysen sind in Tabelle 8 dargestellt.

Aktuelle Forschungsschwerpunkte zu Elektrolyseuren umfassen die Erhöhung des Wirkungsgrades im Gesamtsystem Elektrolyseur sowie der Lebensdauer, der Leistungsdichte und der Stackgröße, die Reduktion der Kosten (insbesondere Materialkosten), die Bereitstellung von druckbetrieblenen Systemen, um die anschließende Kompression des erzeugten H₂ zu sparen und nicht zuletzt die Entwicklung von dynamischen Systemen mit schnellen Wechsels der Leistung.

Die wirtschaftliche Attraktivität der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse hängt wesentlich von den Strompreisen ab. Bei heutigen Energiepreisen ist die Elektrolyse im Vergleich zur Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung die kostenin-

tensivere Variante (Schiller 2012). Letztendlich bedarf es günstigen Stroms, insbesondere überschüssigen erneuerbaren Strom, um Wasserstoff per Elektrolyse zu produzieren. Wird dagegen Strom aus einem Erdgaskraftwerk für die Elektrolyse verwendet, ist die sinkende Effizienz der gesamten Prozesskette zu beachten: bei der Umwandlung von Erdgas zu Strom zu Wasserstoff fallen höhere Verluste an als bei der direkten Umwandlung von Erdgas zu Wasserstoff.

2.4 WASSERSTOFF ALS NEBENPRODUKT



Das hohe Interesse an Wasserstoff als Nebenprodukt aus der Industrie („industrieller „Rest-Wasserstoff“) insbesondere für die Nutzung im Brennstoffzellen-Fahrzeug kann auf die Zeit zurückgeführt werden, als ungefähr in den 1980er Jahren Aktivitäten rund um Brennstoffzellenantriebe zunahmen und „Wasserstoff als Kraftstoff“ intensiv diskutiert wurde. Das Potenzial an Wasserstoff wurde in verschiedenen Studien für die Nutzung von ersten Demonstrations-Flotten von Brennstoffzellen-Fahrzeugen abgeschätzt. Es sollte als Einstieg dienen, bis regenerativ erzeugter Wasserstoff flächen-

SEKTORKOPPLUNG: WASSERSTOFF ALS SPEICHERMEDIUM UND POWER-TO-X

Im Zuge der Energiewende nimmt der Anteil von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung deutlich zu. Am stärksten werden Windkraft und Photovoltaik ausgebaut. Allerdings schwankt die Verfügbarkeit dieser dargebotsabhängigen und nicht beliebig abrufbaren erneuerbaren Energien (**Variable Renewable Energies, VRE**) im Zeitablauf. Auf der anderen Seite erfordert die Bereitstellung von Strom aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften den ständigen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage.

Übersteigt der Anteil erneuerbarer Energien etwa ein Viertel der Stromerzeugung, sind besondere/zusätzliche Maßnahmen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energiebereitstellung erforderlich. Anderenfalls kann es zur Beschränkung erneuerbarer Energieerzeugung bzw. ihrer Nutzung kommen.

Neben weiteren nachfrage- und angebotsseitigen Maßnahmen kann die **Energiespeicherung** eine wichtige Rolle zur verbesserten Systemintegration übernehmen. Bislang dominieren Pumpspeicherkraftwerke die Stromspeicherkapazitäten – allerdings in Höhe von weniger als 3% der globalen Stromerzeugung. Sehr dynamisch entwickelt sich die kurzzeitige Stromspeicherung in Batterien für Kleinanlagen. Eine länger währende Speicherung größerer überschüssiger Strommengen erfordert jedoch neue Speicherformen wie die chemische Speicherung in Form von Wasserstoff (IEA 2016b).

Wasserstoff kann per Elektrolyse aus überschüssigem erneuerbaren Strom gewonnen werden. Der Wasserstoff kann bei entsprechendem Bedarf direkt als Energieträger genutzt werden. Er kann aber auch in Großspeichern als Druckgas eingelagert und dann in Zeiten von Dunkelflauten wieder ausgespeichert werden.

Schließlich kann der Wasserstoff in andere Energieträger konvertiert werden. Dabei gliedert sich die Konvertierung von erneuerbaren

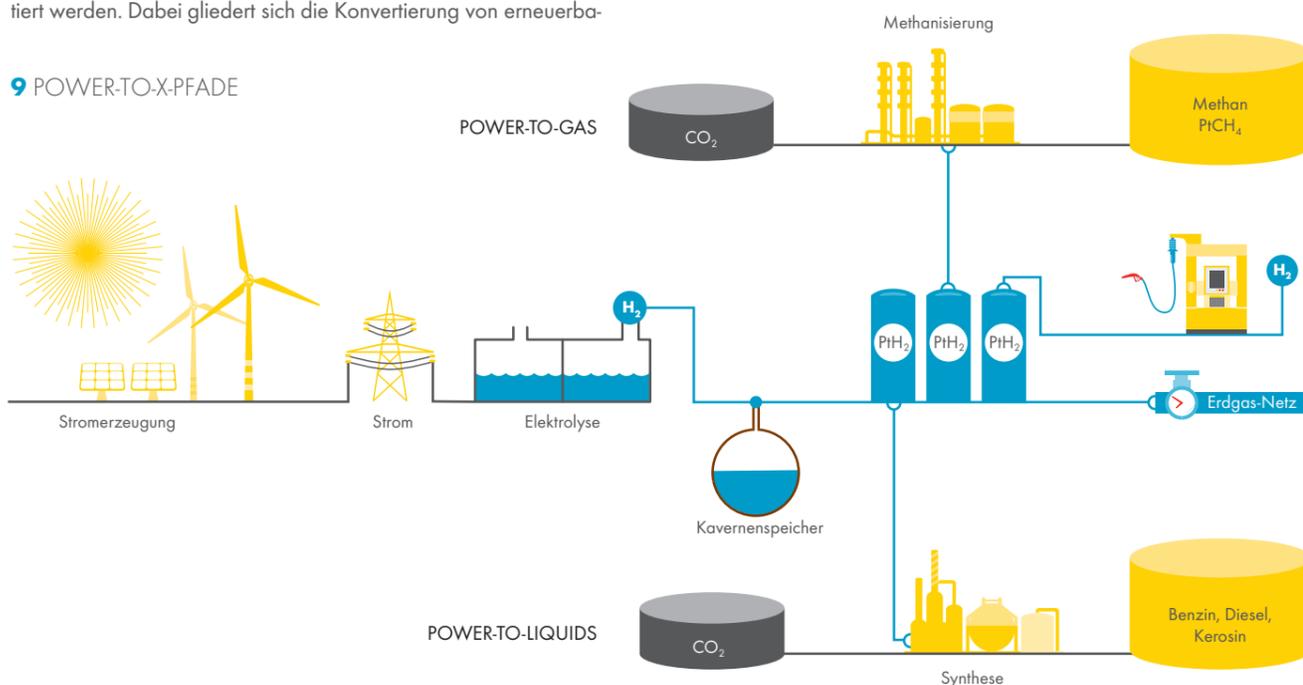
Strom über Wasserstoff in andere Energieträger, das **Power-to-X-Konzept (PtX)**, in mehrere Nutzungsrouten auf (Rieke 2013; Dena 2015; NREL 2016; LBST/Hinico 2016): die Einspeisung des Wasserstoffes ins Erdgasnetz in geringeren Mengen; die Methanisierung des Wasserstoffes mit CO₂ zu CH₄ und Einleitung als Austauschgas ins Erdgasnetz (beide **Power-to-Gas**). Zu diesem Zweck wird allerdings eine konzentrierte CO₂-Quelle am Ort der Methanisierung benötigt. Schließlich kann der gespeicherte Wasserstoff über Brennstoffzellen rückverstromt werden (**Power-to-Power**).

Weitere Nutzungskonzepte sind: Der Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien („grüner Wasserstoff“) für die Kraftstoffveredelung (Hydrierung) oder die Kraftstoffherstellung über Syntheseprozesse in flüssige Kraftstoffe (**Power-to-Liquids**) sowie die Nutzung des erzeugten Wasserstoffes als chemischer Grundstoff (**Power-to-Chemicals; Power-to-Plastics**).

Derzeit ist Power-to-X noch ein Feld für Forschung und Entwicklung. Verschiedene Projekte beschäftigen sich mit grundsätzlichen Fragen der Machbarkeit sowie der Wirtschaftlichkeit (BMVI 2014; Graf et al. 2014; Sundmacher 2014; Zuberbühler et al. 2014).

Ein Nachteil von PtX-Konzepten ist zweifellos die Vielzahl der Umwandschritte. Dies führt zu niedrigen Effizienzen über den gesamten Nutzungspfad (IEA 2015b). Andererseits ermöglicht das Speichermedium Wasserstoff bzw. dessen weitere Umwandlung vielfach erst einen beschleunigten Ausbau sowie die Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energien. Nicht zuletzt deshalb wird dem Energiespeicher Wasserstoff und PtX-Nutzungspfaden auf dem Weg zur treibhausgasneutralen Energiewirtschaft eine wichtige Rolle eingeräumt (UBA 2014).

9 POWER-TO-X-PFADE



deckend verfügbar würde. Darüber hinaus ist die industrielle Distributions-Infrastruktur als Basis bzw. Tritt Brett für ein universelles Wasserstoff-Versorgungssystem angesehen worden.

Zu dieser Zeit sind durchaus relevante Mengen an Wasserstoff als Nebenprodukt aus verschiedenen Industriebetrieben „übers Dach abgelassen“ worden, anstatt sie in weitere Produktionsprozesse einzubinden (WI/Covestro 2015). Seitdem sind allerdings in Deutschland und Europa die Energiepreise angestiegen und die betroffenen Industrien bestrebt, den anfallenden Wasserstoff entweder in ihre Prozesse zu integrieren oder, wenn das nicht möglich ist, zahlungskräftige Abnehmer dafür zu finden.

Mit der quantitativen Abschätzung verfügbaren industriellen Restwasserstoffs hat sich eine Reihe von Untersuchungen beschäftigt. Das EU-Projekt „Roads 2 HyCom“ (Maisonier et al. 2007) hat unter anderem eine Karte mit Wasserstoffproduktionsstätten in Europa erstellt. Die H₂-Quellen sind dabei in drei Kategorien unterteilt worden: Während die Kategorie Handel (merchant) für andere industrielle Abnehmer H₂ bereitstellt, wird H₂ noch für den Eigenverbrauch (captive) am gleichen Standort einer Nutzung zugeführt. Lediglich Nebenprodukt-Wasserstoff (by-product) findet keine weitere Nutzung innerhalb des Prozesses oder am Standort; nur dieser kann anderen Anwendungen, etwa Brennstoffzellen-Fahrzeugen, zugänglich gemacht werden.

Allerdings wird auch Nebenprodukt-Wasserstoff heute weitgehend genutzt. In der chemischen Industrie wird er für weitere Prozesse, etwa die Hydrogenisierung eingesetzt. Mindestens wird er für die Bereitstellung von Strom und Wärme genutzt, wie etwa in der Stahlindustrie. Allerdings könnte dieser Nebenprodukt-Wasserstoff durch den Energieträger Erdgas ersetzt und somit verfügbar gemacht werden. Darüber hinaus wird das Layout neuer oder nachgerüsteter Anlagenstandorte so ausgelegt, dass alle Input- und Produktströme ausgenutzt werden, so dass die Verfügbarkeit von einzelnen „Nebenprodukten“ insgesamt stark zurückgeht.

Im Rahmen des Projektes „CO₂ ReUse NRW“ (WI/Covestro 2015) ist ein detaillierter Einblick in die Produktion, Verteilung und Nutzung von industriellem Wasserstoff erarbeitet worden. Der überwiegende Teil an industriellem Wasserstoff wird gezielt für den gewünschten Zweck (vorwiegend chemische Industrie) produziert. Dabei sind auch die Raffinerien zu Netto-Konsumenten von Wasserstoff geworden. Faktisch kann von der gesamt produzierten Menge an Wasserstoff nur ein relativ kleiner Anteil von 9% für externe Anwendungen (z.B. als Kraftstoff) als verfügbar angesehen werden. Industrieller Wasserstoff steht damit kaum noch bzw. nicht für andere Anwendungen, etwa als Kraftstoff, zur Verfügung.

In den USA wird dagegen laut einer Erhebung von (Cox 2011) noch Potenzial im Rest-Wasserstoff gesehen. Die wichtigste Quelle ist dabei die Chlor-Alkali-Elektrolyse; aber auch Deponiegas und biogene Gase werden als potenzielle Quelle für Wasserstoff als Nebenprodukt gesehen. Dabei kommt der Verfügbarkeit von Gasaufbereitungsanlagen eine erhebliche Bedeutung zu.

2.5 HERSTELLUNGSPFADE IM VERGLEICH

In den vorigen Abschnitten dieses Kapitels sind verschiedene Technologien zur Bereitstellung von Wasserstoff vorgestellt worden. Dabei kann nach Einsatz der Energieträger unterschieden werden (etwa fossil oder regenerativ), aber auch nach der Größe und Lage der Erzeugungseinheit: je nach Bedarf und Versorgungsstrategie wird der Wasserstoff in kleinen Anlagen dezentral direkt an der Verbrauchsstelle erzeugt, oder in großen zentralen Anlagen und per Pipeline oder Lkw an die Abgabestationen transportiert.

In der Praxis wird es auch Abstufungen, wie etwa eine regionale Versorgung, geben, die an dieser Stelle aus Gründen der besseren Darstellung nicht abgebildet wird. Noch dominiert die thermische Konversion aus den fossilen Energieträgern Kohle, Öl und vor allem Erdgas. Im Zuge der Dekar-

bonisierung von Energieerzeugung und Energieverbrauch werden die fossilen Energieträger, insbesondere Kohle, zurückgedrängt. Tatsächlich sind die spezifischen Treibhausgasemissionen von Wasserstoff aus Kohlevergasung mehr als doppelt so hoch wie diejenigen der Erdgasreformierung (JEC 2014). Langfristig wird die thermische Umwandlung zunehmend durch Elektrolyse (mittels Strom aus erneuerbaren Energien) abgelöst.

Im Folgenden werden daher nur zwei Hauptpfade der Wasserstoffbereitstellung untersucht: die Dampfreformierung von Erdgas sowie die Elektrolyse. Herstellpfade auf der Basis von Kohle und (Schwer)Öl werden nicht weiter betrachtet. Für die ausgewählten Hauptbereitstellungspfade und ihre Varianten werden Energie- und Treibhausgasbilanzen betrachtet und Erzeugungs- bzw. Bereitstellungskosten abgeschätzt.

Die Energie- und Treibhausgasbilanzen für die voranstehenden Wasserstoff-Bereitstellungspfade werden anhand von (JEC 2014) dargestellt und analysiert. (JEC 2014) enthält Energie- und Treibhausgasbilanzen für eine Vielzahl von Energieträgern und Kraftstoffen. Die Daten werden fortlaufend aktualisiert und bilden eine anerkannte Basis für die Untersuchung von Energieträgern und Kraftstoffen im europäischen Kontext. Dabei werden nach (JEC 2014) für jeden Umwandschritt und Transport die Energieaufwendungen (unterteilt in fossile, nukleare und regenerative Energieträger) sowie die resultierenden Treibhausgasemissionen erfasst und aufsummiert. Im Ergebnis wird jeder Pfad mit einer spezifischen Energieeffizienz (in MJ Primärenergie / MJ Wasserstoff) und der damit einhergehenden Treibhausgasintensität (g CO₂ Äquivalent / MJ Wasserstoff), im Folgenden als CO₂ bezeichnet, ausgewiesen.

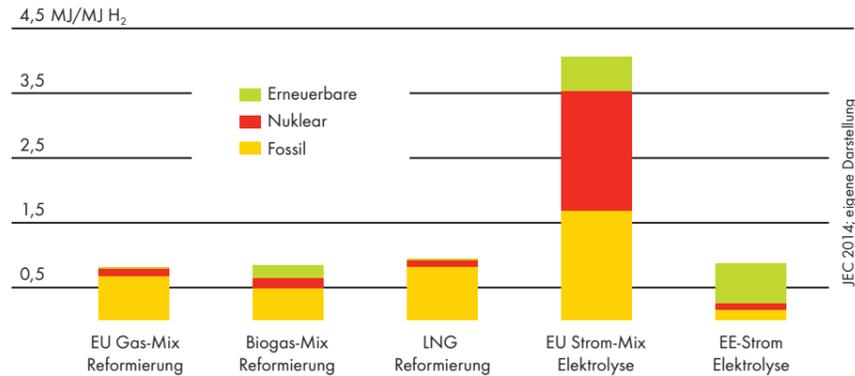
Die Ergebnisse sind in den Diagrammen 10 und 11 abgebildet. Es werden alle Pfade als „zentral“ in großen Erzeugungseinheiten angesetzt, wobei „zentral“ die inländische Produktion meint. Die Möglichkeit, Wasserstoff in großem Maßstab etwa durch Solar-energie in Nordafrika oder Offshore-Windenergie in Nordeuropa herzustellen und per Schiff nach Deutschland zu trans-

portieren, wird an dieser Stelle ausgeklammert. Aufgrund verschiedener, nicht nur technischer, sondern auch geopolitischer Aspekte ist die Realisierung dieser eher langfristig bedeutsamen Option noch nicht zu bewerten. Die Sensitivitätsanalyse zeigt die Effekte der dezentralen Erzeugung, die zum einen durch die weniger effiziente Erzeugung, zum anderen durch den Wegfall oder zumindest die erhebliche Kürzung des Transportwegs bestimmt werden.

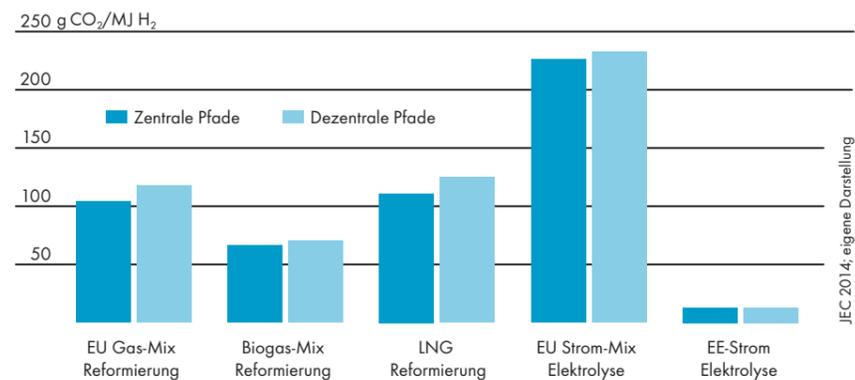
Bei der Betrachtung der **Energieeffizienz** der Bereitstellungspfade sind große Unterschiede zwischen den Energieträgern zu erkennen (Abbildung 10). Der Pfad EU Strom-Mix-Elektrolyse sticht deutlich heraus, indem er die anderen Pfade um den Faktor 4,6 bis 5 überragt. Dagegen sind die Unterschiede in der reinen Höhe der Balken zwischen der Erdgasreformierung und der Elektrolyse aus erneuerbaren Energien (EE; hier Wind) gering. Allerdings ist die Art des eingesetzten Energieträgers zu beachten: die Elektrolyse aus erneuerbaren Energien verwendet zu mehr als 70% erneuerbare Energien und verbraucht nur in geringem Umfang fossile und nukleare Ressourcen (für Transport sowie Herstellung und Rückbau der hier eingesetzten Windenergiekonverter). Dagegen liegt der Anteil an erneuerbaren Ressourcen bei den Reformierungspfaden bei unter 5%. Eine Ausnahme hierzu bildet der Pfad „Biogas Mix“, der zur Hälfte von abfallstämmigem Biogas gespeist wird und daher einen höheren Anteil an regenerativer Energie enthält.

Bezüglich der **Treibhausgasemissionen** stellen die Reformierungspfade einen mittleren Wert dar, der sich je nach Herkunft des Erdgases bzw. Art des Imports (als komprimiertes Erdgas CNG per Pipeline oder verflüssigt als LNG, *Liquefied Natural Gas*) nicht erheblich unterscheidet. Durch die Beimischung von aufbereitetem Biogas, so genanntem Biomethan mit Erdgasbeschaffenheit, kann die Treibhausgasintensität deutlich gesenkt werden. Dabei kommt es allerdings wesentlich auf die Herkunft bzw. eingesetzten Rohstoffe zur Erzeugung des Biomethans an: das hier eingesetzte abfallstämmige Biomethan auf Basis von kommunalen Abfällen verursacht

10 ENERGIEAUFWAND DER WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG



11 TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG



erheblich geringere Emissionen als Biomethan auf Basis von Energiepflanzen oder auch Gülle (DBFZ 2014). Die Beimischung des Biomethans zum Erdgas und die Verwendung zur Wasserstoffbereitstellung erfolgt in der Regel bilanziell und wird nicht physisch zur Reformierung transportiert.

Noch wesentlich relevanter als das verwendete Gas für die Reformierung ist die Treibhausgasintensität des eingesetzten Stroms für die Elektrolyse. Zwischen dem Pfad EU Strom-Mix und dem Pfad Elektrolyse aus erneuerbaren Energien (EE-Strom-Elektrolyse) liegt für den ökologischen Fußabdruck der Faktor 17.

Wird ausschließlich regenerativer Strom verwendet, ist der erzeugte Wasserstoff mit rund 13 g CO₂/MJ H₂ nahezu emissionsfrei. Dagegen werden bei Einsatz des durchschnittlichen europäischen Strom-Mixes in der Elektrolyse rund 2,2 Mal so viele Emissionen verursacht wie bei der Erdgasreformierung.

Soll also H₂ nachhaltig und in großem Maßstab zur Verfügung gestellt werden, bietet nur die Elektrolyse von regenerativ erzeugtem Strom die Möglichkeit, einen CO₂-armen Kraftstoff bereitzustellen. Wenn allerdings größere Strommengen für den Verkehrssektor zuverlässig benötigt werden, reicht erneuerbarer Überschussstrom für die Produktion von H₂ nicht mehr aus. Er muss dann vielmehr gezielt produziert werden.

Wie umfänglich der Umbau der Stromerzeugung ausfallen muss, zeigt ein Vergleich: Soll H₂ per Elektrolyse aus teil-dekarbonisierter Stromerzeugung mit der gleichen Treibhausgasintensität erzeugt werden wie über den Pfad Erdgasreformierung, darf der eingesetzte Strom nur noch spezifische Treibhausgasemissionen von rund 56 g CO₂/MJ_{Strom} aufweisen. Im Vergleich zu heute etwa 150 g CO₂/MJ_{Strom} müsste die Treibhausgasintensität also mindestens um etwa zwei Drittel gesenkt werden.

Die hier dargestellten Werte für die ausgewählten H₂-Bereitstellungspfade sind der JEC-Studie (JEC 2014) entnommen und spiegeln die europäische Situation wieder. Es wird angenommen, dass diese Werte ebenso für Deutschland gültig sind. Abweichungen zwischen der EU und Deutschland sind insbesondere im Strom-Mix zu beachten. Der deutsche Strom-Mix weist aufgrund des hohen Kohleanteils bei der Erzeugung eine höhere CO₂-Intensität auf. Dies führt aber nicht zu grundlegend anderen Schlussfolgerungen.

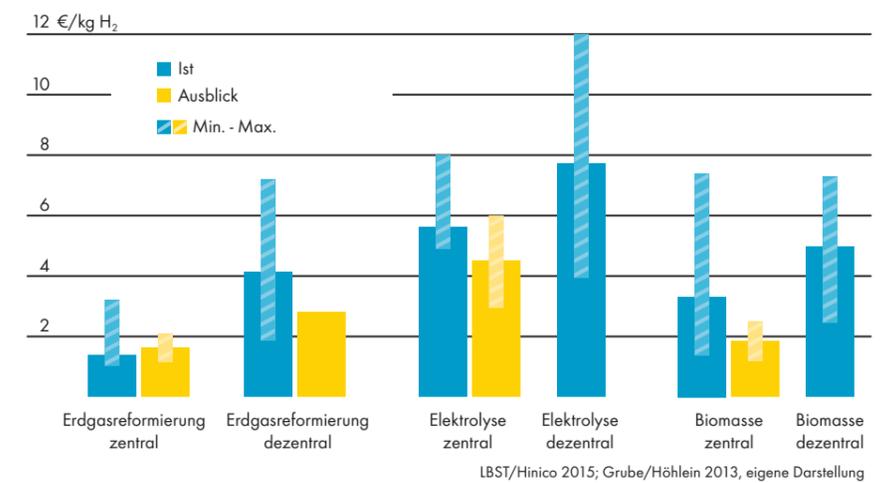
Ähnliche Programme und resultierende Studien gibt es auch in anderen Regionen der Welt, etwa in Kalifornien sowie anderen Staaten der USA. Die Well-to-Wheel-Emissionen für typische Bereitstellungspfade für Wasserstoff sind etwa vom Argonne National Laboratory im so genannten „Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation“ Modell analysiert worden (GREET 2015). Die Werte liegen in der gleichen Größenordnung wie die der JEC-Studie und stützen damit die hier vorgestellten Betrachtungen.

2.6 ERZEUGUNGSKOSTEN – HEUTE UND AUSBLICK

Wesentliche Kenngröße der verschiedenen Bereitstellungspfade sind neben den dargestellten Energieeinsätzen und THG-Emissionen auch die Bereitstellungskosten. Diese sind in der Studie von (JEC 2014) nicht erfasst, sondern werden aus anderen Literaturangaben ergänzt. Dabei unterscheidet sich die Systematik der Pfade in manchen Details wie Anlagengröße und Auslastung, Rohstoffkosten, etc. von den zuvor betrachteten Pfaden.

Betrachtet werden an dieser Stelle nur die reinen Erzeugungskosten; Kosten der Infrastruktur und Distribution werden an anderer Stelle behandelt. Wesentliche Stellgrößen für die Analyse und Zusammenstellung der Bereitstellungskosten sind die Kosten bzw. Preise der Energieträger bzw. Feedstocks (Erdgas, Biomasse, Strom, etc.) sowie Energiekosten der Umwandlung; die Art, Größe, Kapazität und Auslastung der Kon-

12 ERZEUGUNGSKOSTEN VON WASSERSTOFF



versionsanlage sowie Umwandlungswirkungsgrad bzw. Ausbeute an H₂.

Aus verschiedenen Studien (Gökçek 2010; Kwapis/Klug 2010; Lemus/Duart 2010; Liberatore et al. 2012; Michaelis et al. 2013; DBFZ 2007; Sattler 2010; Smole-naars 2010; Tillmetz/Bünger 2010; Trude-wind/Wagner 2007), meist aus den Jahren 2010 bis 2013 sowie zwei älteren aus 2007, haben (Grube/Höhlein 2013) die folgenden Bereitstellungskosten für Wasserstoff aus verschiedenen Pfaden zusammengestellt. Diese sind die zentrale und dezentrale Erdgasreformierung, die zentrale und dezentrale Elektrolyse von (Wind-)Strom sowie die zentrale und dezentrale Biomassevergasung bzw. -reformierung. Die Analyse wird ergänzt um die Daten aus (LBST/Hinico 2015).

Schließlich ist der zeitliche Bezug zu beachten: die meisten der ausgewerteten Studien nennen Daten aus Verfahren, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung realisiert worden sind. Nach persönlicher Auskunft der Autoren sind diese Werte in aller Regel noch aktuell. Sie werden daher in Abbildung 12 als Ist-Zustand wiedergegeben. Dort sind die Kostendaten aus den genannten Studien zusammengefasst. Dazu ist ein gewichteter Mittelwert gebildet und die Abweichung zum Minimal- bzw. Maximalwert in den schraffierten Balken dargestellt. Zudem sind in drei Studien ebenfalls erwartete Kosten für die Jahre 2020 (bzw. 2019) sowie 2030 in zwei verschiedenen

Szenarien angegeben; in der Abbildung sind diese soweit vorhanden gelb dargestellt.

Es fällt auf, dass die Bandbreite der Bereitstellungskosten aus der zentralen Erdgasreformierung gering ist. Erzeugungskosten zwischen ein und zwei Euro pro Kilogramm Wasserstoff (Mittelwert hier 1,4 €/kg) können damit als derzeit sehr wahrscheinlich angesehen werden. Die Abweichungen bei der dezentralen Reformierung sind deutlich höher. Ähnlich verhält es sich bei der Elektrolyse: die Kostenspreizung für die zentralen sind geringer als für die dezentralen Anlagen. Ein Grund dafür kann darin liegen, dass dezentrale Anlagen häufiger nicht optimal ausgelastet sind und die unterschiedliche Auslastung noch stärkere Auswirkungen auf die Bereitstellungskosten hat als bei einer zentralen Anlage.

H₂ aus zentralen und dezentralen Elektrolyseanlagen kann demnach zu Erzeugungskosten zwischen knapp sechs (für die zentrale Anlage) und etwas unter 8 €/kg (für die dezentrale Elektrolyse) bereitgestellt werden. Eine wesentliche Eingangsgröße neben der Auslastung und den geleisteten Volllaststunden ist der Strompreis, der in den betrachteten Quellen zwischen 6,5 und 10 Eurocent/kWh schwankt.

Die Erzeugungskosten für die zentralen auf Biomasse basierten Pfade liegen mit im Mittel rund 3,3 €/kg H₂ bis maximal 7,4 €/kg H₂ zwischen der Erdgasreformierung und der Elektrolyse. Auch hier ist die Abhängig-

keit von den Bereitstellungskosten der Biomasse zu beachten; diese können je nach umgesetzten Nachhaltigkeitsanforderungen im Ausblick stark ansteigen, wenn nachhaltige Biomasse als Ressource knapp wird. Im kurz- bis mittelfristigen Ausblick (2020 und 2030) wird die Datenlage deutlich dünner. Für die dezentrale Erdgasreformie-

rung liegen nur singuläre Ergebnisse ohne Bandbreite vor. Für die Biomasse-Pfade ist die zeitliche Zuordnung, ob es sich um eine Projektion der erwarteten Kosten oder den derzeitigen Stand handelt, nicht immer transparent. Signifikante Kostensenkungspotenziale, die bis 2030 allerdings noch nicht ausgeschöpft sein dürften, werden vor allem

für die dezentrale Erdgasreformierung, die zentrale Elektrolyse und die zentralen Biomasse-Pfade erwartet. Als innovativ, aber nicht ausgereift gelten derzeit die photobiologische Wasserstoffherzeugung und der solarthermische Kreisprozess.

ZWISCHENFAZIT

Wasserstoff kann aus einer Vielzahl von Primärenergieträgern und mit unterschiedlichen technischen Verfahren hergestellt werden. Der für die Wasserstoffherstellung wichtigste Primärenergieträger ist heute Erdgas mit einem Anteil von 70%, es folgen Öl, Kohle und Strom (als Sekundärenergie). Das wichtigste Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff ist die Dampfreformierung (von Erdgas). Der Anteil von strombasierter Elektrolyse liegt heute bei 5% an der globalen Wasserstoffproduktion. Darüber hinaus steht nur (noch) wenig ungenutzter Restwasserstoff, der als Nebenprodukt in industriellen Produktionsprozessen anfällt, zur Verfügung.

Die Bedeutung von erneuerbaren Energien bei der Wasserstoffherstellung ist bislang noch gering, wird künftig jedoch zunehmen. Große Zukunftspotenziale werden in der Elektrolyse aus erneuer-

barem Strom gesehen. Ferner kann Wasserstoff aus Biomasse hergestellt werden, sofern ausreichend nachhaltige Biomassepotenziale existieren.

Per Elektrolyse aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff weist die geringsten Treibhausgasemissionen auf. Der Primärenergieaufwand ist bei Elektrolyse mit Stromnetz-Strom hoch, bei Erdgas- und Biogas-Reformierung und erneuerbarer Elektrolyse niedrig. Allerdings weist die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hohe erneuerbare und nur geringe fossile Primärenergieanteile auf.

Über alle betrachteten Herstellverfahren lässt sich Wasserstoff zentral günstiger herstellen. Am kostengünstigsten ist die zentrale Erdgasreformierung. Bei neueren Bereitstellungspfaden müssen noch substantielle Kostenreduktionspotenziale realisiert werden.

3 SPEICHERUNG & TRANSPORT



Die technisch-physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff erfordern für die Wasserstofflogistik, das heißt Speicherung und Transport einen höheren Aufwand im Vergleich zu anderen Energieträgern.

Doch Wasserstoff lässt sich nicht nur gut aus überschüssigen erneuerbaren Energien erzeugen. Er lässt sich anders als Strom auch gut über längere Zeiträume und in größeren Mengen

speichern. Daher könnte großtechnisch erzeugter Wasserstoff als chemischer Energiespeicher in der Energiewende, insbesondere bei der Sektorkopplung eine bedeutende Rolle spielen.

Im Folgenden wird ein Überblick über heutige und künftige Speichertechnologien für Wasserstoff als Energieträger gegeben. Anschließend werden Transportmöglichkeiten in Verbindung mit den entsprechenden Speichertechniken diskutiert.

3.1 SPEICHERUNG VON H₂

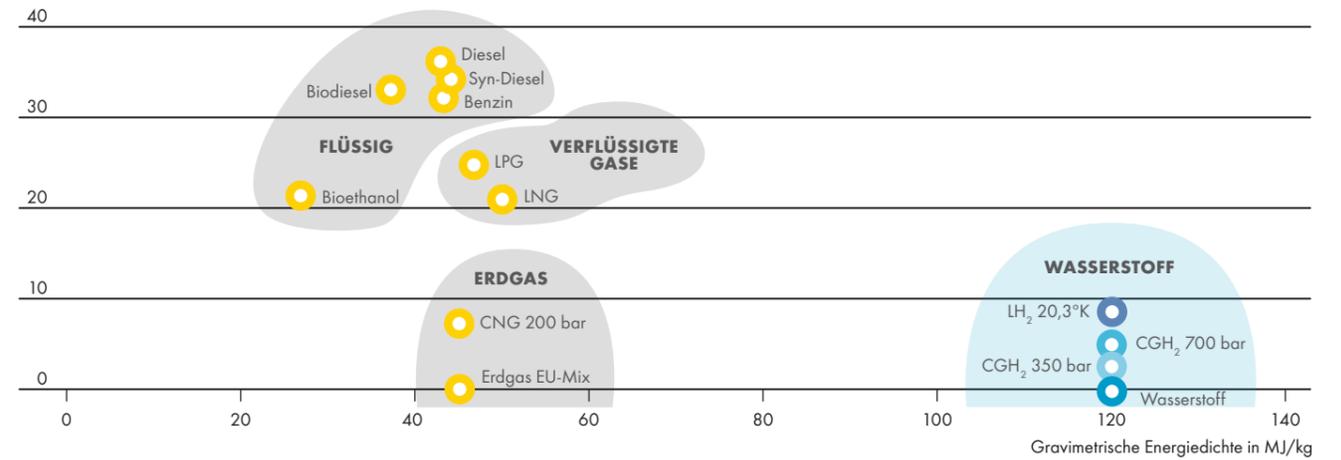
Die Art und Weise der Speicherung eines Energieträgers wird stark von seinem **Energiegehalt** beeinflusst. Der Energiegehalt eines Energieträgers wird wiederum durch seinen Heizwert oder seinen Brennwert bestimmt. Dabei ist der Heizwert als die

Wärmemenge definiert, die bei einer (theoretisch) vollkommenen Verbrennung nutzbar freigesetzt wird. Der Brennwert berücksichtigt zusätzlich die im Wasserdampf enthaltene Kondensationswärme, die jedoch nicht von Kraftfahrzeugen genutzt werden kann.

Der Heizwert ist eine spezifische Größe und wird in der Regel auf die Masse des Energieträgers bezogen, also zum Beispiel in MJ/kg oder kWh/kg angegeben. Mit Hilfe der Dichte (kg/l) kann der massebezogene Heizwert auch in eine volumetri-

13 ENERGIEDICHTEN VON KRAFTSTOFFEN

50 Volumetrische Energiedichte in MJ/l



sche Energiedichte umgerechnet werden, das heißt dann in MJ/l oder kWh/l. Abbildung 13 zeigt die gravimetrischen und volumetrischen Energiedichten von Wasserstoff und anderen gasförmigen wie flüssigen Energieträgern bzw. Kraftstoffen.

Es zeigt sich, dass der Energieträger Wasserstoff die mit Abstand höchste gravimetrische Energiedichte (Heizwert) von 120,1 MJ/kg aufweist - der Brennwert liegt sogar bei 141,88 MJ/kg. Die massebezogene Energiedichte (Heizwert) von Wasserstoff ist damit fast dreimal so hoch wie diejenige flüssiger Kohlenwasserstoffe.

Allerdings ist die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff vergleichsweise gering. Unter Umgebungsbedingungen liegt der γ -Abschnitt mit nur 0,01 MJ/l fast auf der Null-Linie. Für die praktische Handhabung muss die Speicherdichte von Wasserstoff folglich signifikant erhöht werden.

Zu den wichtigsten und langjährig erprobten Speichermethoden für Wasserstoff gehören **physikalische Speicherverfahren**, die entweder auf Verdichtung oder Kühlung oder einer Kombination beider Verfahren (Hybrid-Speicherung) basieren. Darüber werden eine Vielzahl von weiteren neuen Wasserstoff-Speichertechnologien, verfolgt bzw. untersucht. Diese lassen sich

14 SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF

PHYSIKALISCH

Compression CGH₂ (350, 700 bar)

Verflüssigung LH₂

Cryo-compressed Hydrogen CcGH₂

Slush Hydrogen SH₂

STOFFLICH

Metall-Hydride

Liquid Organic Hydrogen Carriers LOHCs

Sorbente (MOFs, Zeolithe, Nanotubes)

unter dem Namen **Stoffspeicher** subsumieren. Als Stoffspeicher kommen Festkörper, Flüssigkeiten oder Oberflächen in Frage. Einen Überblick über die verfügbaren Speichermethoden gibt Abbildung 14. Von kommerzieller Relevanz sind bislang erst die physikalische Speicherung durch Kompression sowie die Verflüssigung.

PHYSIKALISCHE H₂-SPEICHERUNG

Physikalische Speichermethoden sind am weitesten entwickelt und werden am häufigsten angewandt. Zu unterscheiden ist zwischen Druckspeicherung und gekühlter H₂-Speicherung. Da Wasserstoff zur Verflüssigung auf sehr tiefe Temperaturen herabgekühlt werden muss, spricht man auch von kryogener (tiefkalter) H₂-Speicherung. Werden Verdichtung und Kühlung kom-

binert, spricht man schließlich auch von **Hybridspeicherung**.

Druckspeicherung (Compressed Gaseous Hydrogen, CGH₂)

Von der H₂-Erzeugung über die Zwischenlagerung und Verteilung bis zum Endanwender wird mit unterschiedlichen Gasdrücken gearbeitet. Einige Niederdruckspeicher arbeiten mit nur 50 bar. Für die Zwischenspeicherung in Hochdrucktanks oder Gasflaschen sind bis zu 1.000 bar technisch machbar. Als Hochdruckspeicher kommen nur spezielle Voll- oder Stahl-Composite-Druckbehälter in Frage (e-mobil bw 2013; EA NRW 2013).

Für die **größtechnische Speicherung** von Wasserstoff kommen Salzkavernen, ausge-

beutete Öl- und Gasfelder oder Aquifere als Untergrundspeicher in Frage. Am besten eignen sich für die Wasserstoffspeicherung Kavernenspeicher. Langjährige Erfahrungen mit Untergrundspeichern liegen für Erdgas und Rohöl/Ölprodukte, die in großen Mengen zum saisonalen Angebots-Nachfrage-Ausgleich oder zwecks Krisenvorsorge gelagert werden, vor (IEA 2015b).

Betriebserfahrungen mit Wasserstoff-Kavernenspeichern gibt es bislang erst in geringerem Umfang in den USA und Europa (IEA 2015b). Als große potenzielle Energiespeicher für Wasserstoff aus überschüssigen erneuerbaren Energien gelten vor allem die **Untergrund-Erdgasspeicher** in Europa und Nordamerika. Allerdings handelt es sich nur zu einem kleineren Teil um Kavernenspeicher. Zudem sind die Erdgasspeicher regional ungleichmäßig verteilt.

Für den **Endanwender** ist dagegen eine kompaktere Speicherung gefragt. Nach dem Gasgesetz von Boyle-Mariotte verhält sich das Volumen eines (idealen) Gases bei gegebener Temperatur umgekehrt proportional zu seinem Druck. Auch wenn reale Gase nicht beliebig kompressibel sind, führt die Verdichtung auch hier zu einer Volumenreduktion.

Für die Anwendung im Mobilitätsbereich haben sich höhere Speicherdrücke von 350 bar oder 700 bar etabliert. Da sich der Wasserstoff bei der Kompression erwärmt, wird teilweise mit Überdrücken gearbeitet und/oder das Wasserstoffgas vorgekühlt. Wenn Wasserstoff auf 350 bar (CGH₂) verdichtet wird, erreicht die volumetrische Energiedichte 2,9 MJ/l; bei Kompression auf 700 bar entspricht die spezifische Energiedichte 4,8 MJ/l.

Flüssige Speicherung (Liquid Hydrogen, LH₂)

Neben der Speicherung von gasförmigem H₂ unter Druck gibt es die Möglichkeit, tiefkalten Wasserstoff in flüssigem Zustand zu speichern. Verflüssigter Wasserstoff (LH₂) weist mit 8,5 MJ/l eine spezifische Energiedichte oberhalb von komprimiertem Erdgas (CNG) bei ca. 7,2 MJ/l auf. LH₂ bleibt damit deutlich hinter den verflüssig-

ten Gasen LPG (25,3 MJ/l) und LNG (21 MJ/l) zurück.

Flüssiger Wasserstoff (LH₂) wird heute danach gefragt, wo hohe Reinheiten erforderlich sind, wie z.B. in der Chip-Industrie. Als Energieträger verfügt LH₂ über eine höhere Energiedichte als gasförmiger Wasserstoff, erfordert allerdings den technischen sowie ökonomischen Aufwand für die Verflüssigung auf -253 °C.

Bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff ist die Dämmung der Tanks und Speicher notwendig, um ein Verdampfen in Grenzen zu halten, das auftritt, wenn durch Leitung, Strahlung oder Konvektion Wärme an den Speicherinhalt herangetragen wird. Solche Effekte sind durch bisherige Speicher kaum vollständig zu verhindern, sondern nur herauszuzögern (EA NRW 2013).

Die Speicher oder Tanks von LH₂ werden in der Regel doppelwandig ausgelegt, wobei sich zwischen dem inneren und dem äußeren Behälter ein Vakuum befindet. Um eine Druckerhöhung durch verdampfenden Wasserstoff im inneren Behälter zu regulieren, müssen kleinere Mengen an Gas abgelassen werden (boil-off). Heutige Systeme sind so optimiert, dass durch boil-off keine wesentlichen Verluste mehr verursacht werden.

Tanks für LH₂ werden heute vor allem von der Raumfahrt verwendet. Entsprechend befindet sich der größte Tank in der Rake-

tenabschussbasis Cape Canaveral; er fasst rund 3.800 m³ flüssigen Wasserstoff (LBST 2010).

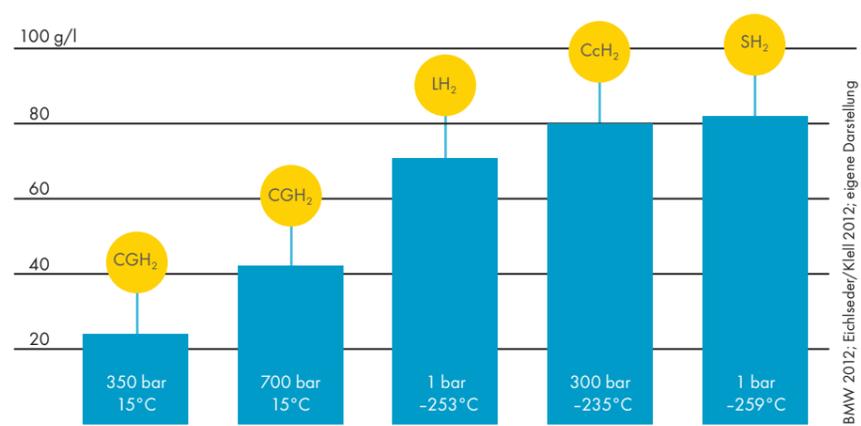
Cold- und Cryo-compressed Hydrogen (CCH₂)

Neben separater Verdichtung oder Kühlung können beide Speicherverfahren kombiniert werden. Wird ein Gas gekühlt, folgt aus dem Gasgesetz von Gay Lussac, dass sich das Volumen eines (idealen) Gases bei gleichbleibendem Druck proportional zu Temperatur verhält; das heißt, sinkt die Temperatur um ein Kelvin, sinkt das Volumen eines (idealen) Gases um 1/273,15. Dieser Zusammenhang gilt grundsätzlich auch für reale Gase. Deshalb wird Wasserstoff zunächst gekühlt.

Je nachdem, wie tief der Wasserstoff abgekühlt wird, unterscheidet man zwischen Cold-compressed Hydrogen (oberhalb von 150 K) oder Cryo-compressed Hydrogen (CCH₂). Kryoverdichteter Wasserstoff wird auf Temperaturen unweit der kritischen Temperatur abgekühlt, bleibt dabei aber noch gasförmig. Anschließend wird der abgekühlte Wasserstoff komprimiert (US DOE 2006; BMW 2012).

CCH₂ ist eine aktuelle Weiterentwicklung der mobilen Wasserstoffspeicherung. Erste Feldanlagen sind bereits im Betrieb. Ob bzw. dass sich CCH₂ zum neuen Speicherstandard im Straßenverkehr entwickelt, ist noch nicht abzusehen. Vorteil der kalten bzw. tiefkalten Kompression ist eine erhöhte

15 WASSERSTOFF-SPEICHERDICHTEN



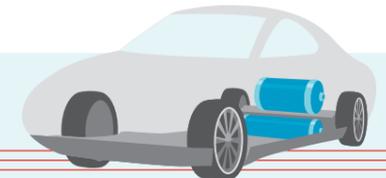
Energiedichte gegenüber komprimiertem Wasserstoff. Allerdings erfordert die Kühlung zusätzlichen Energieaufwand.

Slush Hydrogen (SH₂)

Eine zusätzliche Verdichtungsoption verflüssigten Wasserstoffs (LH₂) ist dessen weitere Abkühlung bis zum Schmelzpunkt. Denn am Schmelzpunkt geht der Wasserstoff, bevor er vollständig fest wird, zunächst in eine

Art Matsch oder Gelee über. *Slush* oder *Gelied Hydrogen* (SH₂), der sich zu etwa gleichen Anteilen aus festem und flüssigem Wasserstoff zusammensetzt, weist - entsprechend seiner festen Wasserstoffanteile - eine 16% höhere Speicherdichte als flüssiger Wasserstoff auf. Slush Hydrogen wurde unter anderem als Treibstoff für die Raumfahrt untersucht (Eichseder/Klell 2012).

So ergeben sich für die physikalischen Speichermethoden deutliche Unterschiede in der erzielten Speicherdichte (Abbildung 15). Die höchsten Dichten mit 80 bzw. 82 g H₂/l werden von überkritischem Cryo-compressed Hydrogen (CCH₂) und einer 50:50 flüssig-festen Mischung Slush Hydrogen (SH₂) erreicht - allerdings bei jeweils tiefkalten Temperaturen. Flüssiges H₂ (LH₂) erreicht bei 1 bar immerhin über 70 g/l.



WASSERSTOFFSPEICHER FÜR PKW

Die effiziente Speicherung von Wasserstoff wird als wichtige Voraussetzung für die Verbreitung von Brennstoffzellentechnik im Verkehrssektor gesehen. Da Wasserstoff eine geringe volumetrische Energiedichte aufweist, wird er in Kraftfahrzeugen in der Regel komprimiert in zylindrischen Druckbehältern mitgeführt. Bei Pkw haben sich inzwischen 700 bar als Speicherdruck etabliert. Bei Bussen ist der Speicherplatz (auf dem Dach) dagegen weniger knapp. Daher können Busse nach wie vor Druckspeicher mit nur 350 bar nutzen.

Die Reichweite von Brennstoffzellen-Pkw liegt heute bei etwa 500 km oder über 300 Meilen. Hierfür werden bei aktueller Fahrzeugtechnik sowie in Abhängigkeit von Fahrzeug, Fahrweise und Fahrbedingungen etwa 4 bis 6 kg Wasserstoff benötigt. Um für einen Pkw 4 bis 6 kg Wasserstoff bei 700 bar zu speichern, werden etwa 100 bis 150 Liter Tankvolumen benötigt. Otto- oder Benzintanks für Kompakt- und Mittelklasse-Pkw liegen heute bei 50 bis 60 Litern Tankvolumen; während Ober-

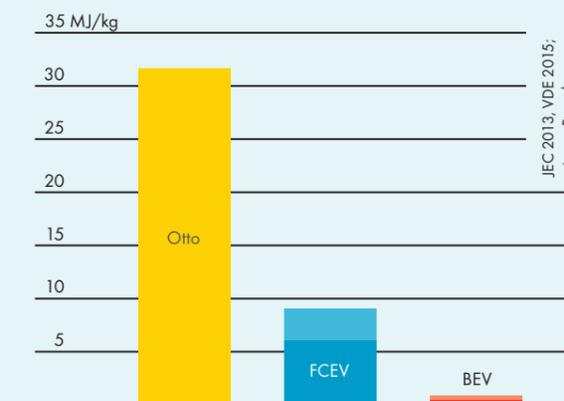
klassefahrzeuge und leichte Nutzfahrzeuge 70 bis 80 Liter mit sich führen.

Neben Volumen und Gewicht des Kraftstoffs ist das Gewicht des Tanksystems relevant; denn schwere Tanksysteme erhöhen Roll-, Steigungs- sowie Beschleunigungswiderstand und damit den Kraftstoff- und Energieverbrauch eines Fahrzeugs. Fahrzeugtanks für flüssige Kraftstoffe weisen eine sehr günstige Relation von transportiertem Energieinhalt zur Gesamtmasse Tanksystem plus Inhalt auf. In Abbildung 16 ist ein 55-Liter-Tank für ein heutiges Kompakt-/Mittelklassefahrzeug mit einem Eigengewicht von nur 15 Kilogramm abgebildet. Die Speicherdichte von Ottokraftstoff zum gesamten Tanksystem einschließlich dessen Energieinhalt liegt demnach bei über 30 MJ/kg. Mit kleineren Speichermengen und Fahrzeugtanks für effizientere Antriebe (Otto-Hybrid) würde die Relation künftig (etwas) ungünstiger ausfallen (JEC 2013).

Die Relation von H₂-Energieinhalt zu Wasserstofftanks plus Inhalt liegt dagegen bei gut 6 MJ/kg. Mittel- bis langfristig werden 9 MJ/kg als gravimetrische Systemdichte angestrebt (US Drive 2015). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass auch Brennstoffzellenfahrzeuge eine (kleinere) Traktionsbatterie benötigen, die je nach Antriebskonfiguration extra Gewicht mit sich bringt. Gleichwohl erreichen Brennstoffzellenfahrzeuge aufgrund ihrer deutlich höheren Antriebseffizienz verbrennungsmotorischen Pkw vergleichbare Reichweiten.

Schließlich ist die gravimetrische Speicherdichte von Wasserstofftanksystemen deutlich höher als diejenige von batterieelektrischen Fahrzeugen. Aktuelle Batterietechnik kommt auf Speicherdichten von 0,3 MJ/kg, mittel- bis langfristig werden 1,116 MJ/kg als erreichbar angesehen (VDE 2015). Als Folge hieraus sind die Reichweiten von batterieelektrischen Fahrzeugen deutlich geringer und/oder das Fahrzeuggewicht höher.

16 SPEICHERDICHTEN VON TANKSYSTEMEN



Auf 700 bar komprimierter Wasserstoff (CGH₂) kommt dagegen bei 15 °C auf über 40 g/l.

Höhere Speicherdichten haben allerdings ihren Preis. Je höher die Speicherdichte, desto größer der benötigte Energieaufwand für die Kühlung und/oder die Kompression. Und umso aufwendiger sind Tanksysteme und Infrastruktur zu gestalten.

Heute werden für die Verdichtung von Wasserstoff von 1 auf 350 oder 700 bar etwa 9 bis 12 % der zur Verfügung gestellten Endenergie in Form von H₂ verbraucht. Wird der Wasserstoff mit 30 bar – etwa aus der Dampfreformierung – angeliefert, sind ca. 4 bis 5 % Kompressionsenergie erforderlich. Der Energieaufwand für die Verflüssigung (Kühlung) ist mit aktuell etwa 30 % dagegen deutlich höher. Dabei unterliegt der Energieaufwand je nach Verfahren, Menge und Außenbedingungen großen Spannweiten. An ökonomischeren Verfahren mit deutlich geringerem Energieaufwand wird gearbeitet. Neueste Verfahren für die H₂-Verflüssigung kommen inzwischen auf weniger als 20 % Energieeinsatz. Die theoretischen Energiebedarfe zur Verdichtung auf 700 bar oder Verflüssigung liegen bei 4 bis 10 % des Energiegehaltes (US DOE 2009).

H₂-STOFFSPEICHER

Eine Alternative zu physikalischen Speicherungsverfahren ist die H₂-Speicherung in Feststoffen und Flüssigkeiten. Die meisten dieser Speicherungsverfahren befinden sich jedoch noch in der Entwicklung. Zudem sind die erzielten Speicherdichten noch nicht ausreichend, der Aufwand sowie der Zeitbedarf für die Be- und Entladung mit Wasserstoff zu hoch und/oder die Verfahrenskosten zu teuer.

Die H₂-Stoffspeicher lassen sich in drei Materialklassen einordnen (FCTO 2017): erstens die Hydridspeicher, zweitens flüssige Wasserstoffträger, und drittens Oberflächenspeicher, die Wasserstoff durch Adsorption (Anlagerung) aufnehmen. Die Zwischenspeicherung von Wasserstoff in

Form von Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Flüssiggas) oder Alkoholen (Methanol), die anschließend direkt oder mit Hilfe eines Reformers in Brennstoffzellen genutzt werden können, wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Hydridspeicher

Bei metallischen Hydridspeichern geht der Wasserstoff Einlagerungsverbindungen mit Metallen ein. Dabei wird molekularer Wasserstoff zunächst auf der Metalloberfläche adsorbiert und anschließend unter Wärmeabgabe in elementarer Form in das Metallgitter eingebunden und unter Wärmezufuhr wieder herausgelöst. Metallische Hydride basieren auf elementaren Metallen wie Palladium, Magnesium und Lanthan, intermetallischen Verbindungen, Leichtmetallen wie Aluminium oder bestimmten Legierungen. Palladium kann zum Beispiel ein Wasserstoffgasvolumen aufnehmen, das bis zu 900 mal größer ist als sein eigenes Volumen (Mortimer/Müller 2010).

Die Speicherdichte von bisherigen Metallhydridspeichern lag bei rund 1,5 Gewichts-% bei Raumtemperatur, das heißt in 100 kg Speichermasse konnten 1,5 kg an Wasserstoff gespeichert werden. In den letzten Jahren konnte mit komplexen Hydriden die Speicherkapazität auf bis zu 5,5 Gewichts-% (also 5,5 kg H₂ auf 100 kg Speicher) erhöht werden (EA NRW 2013).

Wesentliche Nachteile des Hydridspeichers ist zum einen die hohe aufzuwendende Wärmeenergie für die Entladung, zum anderen – insbesondere für mobile Anwendungen – die hohe Masse sowie die langsame Aufnahme und Abgabe von Wasserstoff. Vorteile bestehen im Filtereffekt der metallischen Speicherung, wodurch hochreiner Wasserstoff ausgespeichert wird, sowie im geringen Potenzial unbeabsichtigter Freisetzung.

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff chemisch zu binden, sind flüssige organische Wasserstoffträger, auch Liquid Organic

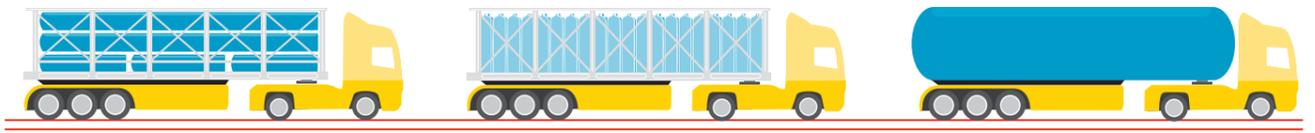
Hydrogen Carriers genannt (LOHC). LOHC sind chemische Verbindungen mit hohen Wasserstoffaufnahmekapazitäten. Dazu gehören derzeit vor allem das Carbazolderivat N-Ethylcarbazol, aber auch Toluol, welches durch die Hydrierung zu Methylcyclohexan umgewandelt wird, Dibenzyltoluol, Amminborane und Ameisensäure (Von Wild et al. 2010).

In Gegenwart eines Katalysators sowie bei Drücken von 30 bis 50 bar und Temperaturen von ca. 150 bis 200 °C nehmen dehydrierte LOHCs (ungesättigte Kohlenwasserstoffe) Wasserstoff auf. Dabei wird Wärme freigesetzt (exotherm), die anderweitig – etwa für Heizzwecke oder die Vorwärmung der Dehydrierung – genutzt werden kann. Das hydrierte Carbazolderivat besitzt dem Dieselmotorkraftstoff vergleichbare physikalisch-chemische Eigenschaften und kann entsprechend gelagert und transportiert werden (Teichmann et al. 2011). Zur Entladung erfolgt die Dehydrierung, die eine Wärmezufuhr von ca. 250 – 300 °C benötigt (endotherme Reaktion). Der freigesetzte Wasserstoff muss gegebenenfalls noch vom LOHC-Dampf gereinigt werden.

Oberflächenspeicher (Sorbente)

Schließlich kann Wasserstoff als Sorptiv durch Anlagerung (Adsorption) an Materialien mit hohen spezifischen Oberflächen gespeichert werden. Solche Sorptionsmaterialien sind unter anderem: mikroporöse metallorganische Gerüstverbindungen (Metallic Organic Frameworks oder kurz MOFs); mikroporöse kristalline Aluminosilikate (Zeolithe); oder mikroskopisch kleine Kohlenstoff-Nanoröhren (Carbon Nanotubes). Die pulverförmigen Adsorptionsmaterialien können hohe volumetrische Speicherdichten erreichen. Die Sorptionstemperaturen liegen in der Regel deutlich unter den Entladungstemperaturen für Flüssigkeits- und Feststoffspeicher. Adsorptionsspeicher sind als Wasserstoffspeicher noch am weitesten vom praktischen Feldeinsatz entfernt.

17 H₂-STRASSENTANSPORT



TUBE TRAILER

200 – 250 bar, ≈ 500 kg, Umgebungstemperatur

CONTAINER TRAILER

500 bar, ≈ 1.000 kg, Umgebungstemperatur

LIQUID TRAILER

1 – 4 bar, ≈ 4.000 kg, tiefkalt

3.2 TRANSPORT

Großtechnisch von Bedeutung ist heute sowie mittelfristig absehbar der Transport von komprimiertem gasförmigen oder flüssigen Wasserstoff per Lkw sowie von komprimiertem gasförmigen H₂ per Pipeline für ausgewählte Standorte. Im Folgenden werden diese drei Transportoptionen diskutiert und am Ende ihre ökonomischen Vorzüge miteinander verglichen.

DRUCKGASBEHÄLTER

In kleinen bis mittleren Mengen kann gasförmiger Wasserstoff in Gasdruckbehältern per Lkw transportiert werden. Sollen größere Mengen transportiert werden, werden auf so genannten CGH₂-Tube-Trailer mehrere Druckgasflaschen gebündelt. Die zylinderförmigen Großflaschen (Tubes) werden dabei zu Bündeln in einem Schutzrahmen zusammengefasst.

Die Tubes sind in der Regel aus Stahl und haben ein hohes Eigengewicht. Hieraus können teilweise massebezogene Transportbeschränkungen resultieren. Die neuesten Druckspeicher sehen für den Lkw-Transport leichtere Composite-Speicher vor.

Zusätzlich macht sich geringe Dichte von Wasserstoff bei seinem Transport bemerkbar: Bei Standardbedingungen (1,013 bar und 0 °C) besitzt H₂ eine Dichte von 0,0899 kg pro Kubikmeter (m³), auch Normkubikmeter (Nm³) genannt. Verdichtet man den Wasserstoff auf 200 bar, ergeben sich hieraus unter Standardbedingungen 15,6 kg Wasserstoff pro Kubikmeter; bei 500 bar wären es immerhin 33 kgH₂/m³.

Anders als ein Tanklastzug für Flüssigkraftstoffe (Otto- oder Dieselmotorkraftstoff) kann ein Tube-Trailer Druckgas weniger kompakt speichern. Folglich steht für Wasserstoff pro

Tanklastzug weniger Tankvolumen zur Verfügung. Einfache Tube Trailer transportieren in Abhängigkeit von Druck und Behältermaterial etwa 500 kg Wasserstoff.

Die größten Tankvolumina für den gasförmigen Wasserstofftransport liegen heute bei 26 Kubikmetern. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung des geringen H₂-Dichtefaktors bei 500 bar rund 1.100 kg Wasserstoff für einen Lkw. Hieraus lassen sich wiederum ca. 12.000 Normkubikmeter Wasserstoff errechnen. Bei 250 bar wäre sowohl das H₂-Gewicht als auch sein Transportvolumen in Nm³ nur etwa halb so hoch.

FLÜSSIGER TRANSPORT

Alternativ kann der Wasserstoff flüssig in Lkw oder anderen Verkehrsmitteln erfolgen. Im Vergleich zum Transport von gasförmigem Wasserstoff kann mit einem LH₂-Trailer eine größere Menge transportiert werden, da die Dichte von flüssigem höher ist als diejenige von gasförmigem Wasserstoff. Da die Dichte auch von flüssigem Wasserstoff deutlich unter derjenigen flüssiger Kraftstoffe mit ca. 800 kg/m³ liegt, werden auch hier nur vergleichsweise moderate Wasserstoffmassen transportiert. Bei einer Dichte von 70,8 kg/m³ können bei einem Ladevolumen 50 m³ rund 3.500 kg flüssiger Wasserstoff oder fast 40.000 Nm³ befördert werden.

Über größere Entfernungen ist es meist wirtschaftlicher, Wasserstoff in flüssiger Form zu transportieren, denn ein H₂-Flüssigtank kann wesentlich mehr Wasserstoff aufnehmen als ein Gasdrucktank. Für den flüssigen Transport wird der Wasserstoff in isolierte kryogene Tanks gefüllt.

LH₂-Trailer haben eine Reichweite von ca. 4000 km. Während der Transportdauer erwärmt sich der tiefkalte Wasserstoff, so dass der Druck im Behälter ansteigt. Der verdampfte Wasserstoff wird an der Entladestation aus dem Behälter abgezogen und einer weiteren Nutzung zugeführt.

Analog zum Lkw kann LH₂ auch per Schiff oder Schiene transportiert werden, wenn geeignete Wasserstraßen, Schienenwege sowie Ladeterminals vorhanden sind.

PIPELINE

Für die flächendeckende und großmaßstäbliche Nutzung von Wasserstoff als Energieträger wäre ein Pipelinenetz die beste Option. Pipelines erfordern allerdings hohe Anfangsinvestitionen, die sich zwar rentieren können, allerdings erst bei entsprechend hohen Mengen an Wasserstoff. Eine Möglichkeit dennoch Pipelinenetze für die Wasserstoffdistribution zu entwickeln, sind lokale bzw. regionale Netze, so genannte „Mikronetze“. Diese könnten später zu überregionalen Verbänden zusammengeschlossen werden.

Weltweit existieren heute (2016) bereits insgesamt über 4.500 km an Wasserstoff-Pipelines, die überwiegend von Gas-Herstellern betrieben werden (HyARC 2017). Die längsten Pipelines werden in den USA und dort in den Staaten Louisiana und Texas betrieben, gefolgt von Belgien sowie Deutschland (siehe Abbildung 18).

Eine weitere Möglichkeit, überschüssige erneuerbare Energie in Form von Wasserstoff zu transportieren und zu speichern, ist die Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz (Hydrogen Enriched Natural Gas oder

18 WASSERSTOFF-PIPELINES NACH LÄNDERN



HyARC 2017; eigene Darstellung

HENG). Bis weit in das 20. Jahrhundert wurde etwa in Deutschland, den USA und England wasserstoffreiches Stadtgas oder Kokereigas mit einem Wasserstoffanteil von über 50 Vol.-% über Gasleitungen an Haushalte verteilt – allerdings nicht im Ferntransport, wo es bislang keine Erfahrungen gibt.

Damals verbaute Infrastrukturelemente wie Rohrleitungen, Gasanlagen, Dichtungen, Gasendgeräte etc. waren auf das wasserstoffreiche Gas ausgelegt und sind später mit der Umstellung auf nahezu wasserstofffreies Erdgas angepasst worden. Allerdings kann man davon ausgehen, dass viele der früher betriebenen Gastransportnetze, Verteilungsleitungen und Speicher auch heute noch betrieben werden (Müller-Syring et al. 2013). So wurde für Leeds (UK) untersucht, das bestehende Erdgasnetz (vor allem zur kommunalen Wärmeversorgung) regional komplett auf Wasserstoff umzustellen (Sadler et al. 2016).

In mehreren Ländern ist die Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Erdgasnetze analysiert worden. Für die USA sind laut (NREL 2013b) Beimischungen von 5 Vol.-% bis zu 15 Vol.-% an H₂ möglich, ohne dass es zu erheblichen Beeinträchtigungen der Endverbraucher oder der Pipeline-Infrastruktur kommt. Allerdings müssen bei den höheren Wasserstoffbeimischungen teilweise aufwendige Umstellungen an einigen Endgeräten vorgenommen werden.

In Deutschland wird dieser Grenzwert mit bis zu 10 Vol.-% etwas niedriger angesetzt (Müller-Syring et al. 2013; Müller-Syring/

Henel 2014). Mit bis zu 10 Vol.-% kann Wasserstoff heute grundsätzlich im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden, ohne dass Gasanlagen, Verteilinfrastruktur etc. zu Schaden kommen. Allerdings werden mehrere Komponenten aufgelistet, die derzeit noch als kritisch und nicht generell als geeignet für den Betrieb dieser Wasserstoff-Konzentrationen sind. Derzeitig zugelassene Grenzwert für die anteilige Wasserstoffnutzung im CNG-Fahrzeug liegt dagegen bei nur 2 Vol.%, in Abhängigkeit von den verbauten Materialien (UNECE 2013).

Aufgrund ihrer Länge könnten die großen Gasnetze vieler Industrieländer beträchtliche Mengen Wasserstoff speichern. Für die Rückgewinnung von per Erdgaspipeline transportiertem Wasserstoff aus einem Erdgas-Wasserstoff-Mischgas stehen verschiedene technische Verfahren zur Verfügung (NREL 2013b): die Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA), das Membranverfahren oder die elektrochemische Gasabtrennung. Alle Separierungsverfahren erfordern jedoch zusätzlichen technischen und energetischen Aufwand.

TRANSPORT-ÖKONOMIE

Die verschiedenen Transportmöglichkeiten benötigen jeweils spezifische Infrastrukturen und bringen ebenfalls unterschiedliche Fix- und Betriebskosten sowie verschiedenen hohen Energieaufwand und Transportkapazität mit sich. Daher muss je nach Transportaufgabe (also etwa der Menge des zu transportierenden Wasserstoffs, Entfernung,

Priorität von geringen Kosten) die jeweils geeignetste Option gewählt werden.

Wird im Labormaßstab Wasserstoff in kleinen Mengen benötigt, wird dieser typischerweise gasförmig in Druckflaschen per Lkw transportiert. Diese Option ist für größere Mengen vergleichsweise teuer, da bei einer Erhöhung der Transportmenge von Wasserstoff eine ebenfalls größere Anzahl an Druckflaschen benötigt wird. Es fallen allerdings im Vergleich zur Verflüssigung oder zum Pipelinenetz kaum Fixkosten an, so dass dies die beste Wahl für kleine Mengen und kürzere Strecken darstellt (Yang/Ogden 2007). Zudem ist es eine flexible Option, da sie für jede Strecke und zu jeder Zeit verfügbar ist und die benötigten Mengen auch (zwar zu erhöhten Betriebskosten) in Maßen erhöht sowie abgesenkt werden können.

Soll dagegen in großem Maßstab H₂ als Kraft- und Brennstoff zur Verfügung gestellt werden, wird ein flächendeckendes Pipelinenetz optimal. Hier sind die Kosten für den Aufbau der Pipelineinfrastruktur dominierend. Ist sie einmal aufgebaut, steigen die spezifischen Transportkosten für größere Mengen nur geringfügig an. Die Pipeline ist damit die kostengünstigste Wahl für große Transportmengen, während sich bei kleinen Mengen die Fixkosten nur schwer rentieren (Yang/Ogden 2007). Diese Feststellung gilt unabhängig von den spezifischen Eigenschaften von Wasserstoff für alle zu transportierenden gasförmigen und flüssigen Stoffe.

PRODUKTQUALITÄT

Wasserstoff wird sowohl gasförmig als auch flüssig eingesetzt. Flüssiger Wasserstoff ist reiner als gasförmiger Wasserstoff, da aufgrund der tiefkalten Temperaturen eine Reihe von Begleitstoffen gefrieren und herausfallen. Die Wasserstoffqualität wird nach Reinheitsgrad unterschieden. Wasserstoff wird bis Reinheitsgrad 7.0 angeboten; das entspricht einer Reinheit von 99,99999%. Welche Qualitätsanforderungen sind an Wasserstoff als Energieträger zu stellen?

Verunreinigungen bzw. Begleitstoffe im Wasserstoff hängen vom Herstellverfahren ab. Thermisch-chemische Herstellverfahren können mehr Begleitstoffe enthalten, die je nach folgender Anwendung eine mehrstufige Nachreinigung des Wasserstoffproduktes erforderlich machen. Besonders wenig unerwünschte Begleitstoffe – hauptsächlich Wasserdampf (H₂O) – sind in Wasserstoff aus Elektrolyse enthalten.

Der Einsatzstoff Wasserstoff wird seit langem für industrielle Prozesse, sei es als Einsatzprodukt für die chemische Produktion bis hin zur Halbleiterproduktion, sei es energetisch als ergänzender Energieträger in Wärmekraftprozessen, angewandt. Relativ neu ist die Verwendung in Brennstoffzellen.

Während Wärmekraftprozesse relativ robust gegenüber (kleineren) Schwankungen der Brennstoffqualität sind, können Brenn-

stoffzellen – je nach Typ – sehr empfindlich auf Verunreinigungen und Begleitstoffe im Wasserstoff reagieren. Das betrifft insbesondere Brennstoffzellen mit Edelmetall-Katalysatoren. Hier können Verunreinigungen und Begleitstoffe zu irreversiblen Leistungseinbußen der Brennstoffzellen führen.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MOFC, SOFC) sind weniger empfindlich. Der in Niedertemperatur-Brennstoffzellen mit Edelmetallkatalysatoren eingesetzte Wasserstoff erfordert eine hohe Reinheit. Deshalb sind im Jahre 1999 mit dem [ISO Standard 14687](#) Qualitätsanforderungen an Wasserstoff für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen festgelegt worden. Die ISO-Norm 14687 ist zuletzt 2012 überarbeitet worden.

Für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen von Kraftfahrzeugen wird in [ISO 14687 Part 2](#) grundsätzlich ein Wasserstoff-Reinheitsgrad 3.7 bzw. ein Wasserstoffanteil von mindestens 99,97% gefordert. Darüber hinaus darf eine Reihe unerwünschter Stoffe bestimmte Konzentrationswerte nicht überschreiten. Darunter befinden sich insbesondere Schwefelverbindungen, Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂), Ammoniak (NH₃), Formaldehyd (CH₂O) und Kohlenwasserstoffe.

SICHERHEIT

Wasserstoff ist ein Gas. Und Gase können bei Austritt explosionsfähige Mischungen mit Luft bilden. Bekannt ist Wasserstoff vor allem aus dem Chemieunterricht durch die so genannte Knallgasexplosion. Es stellt sich daher die berechnete Frage (DWV 2011): Wie sicher ist Wasserstoff? Was ist für einen sicheren Umgang mit Wasserstoff zu beachten?

Sicherheitsrelevante Informationen zu Stoffen und Gemischen werden in Sicherheitsdatenblättern (Safety Data Sheets) zusammengefasst. Internationale Richtlinien für die sichere Handhabung und Speicherung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff enthält [ISO Technical Report 15916](#) (2015). Sicherheitsanforderungen für bestimmte Anwendungen sind in weiteren, dort referenzierten ISO Standards festgehalten; darunter befindet sich beispielsweise [ISO Standard 19880](#) (2016), der Sicherheits- und Leistungsanforderungen an Druckwasserstoff-Tankstellen für Pkw bzw. Kraftfahrzeuge beschreibt.

Zunächst einmal ist Wasserstoff nicht explosionsfähig, nicht selbstentzündlich, zerfallsfähig oder brandfördernd. Wasserstoff ist zudem nicht giftig, ätzend, radioaktiv, übel riechend, wassergefährdend oder gar krebserregend. Wasserstoff kann jedoch Luftsauerstoff verdrängen und insofern erstickend wirken. Sein hervorstechendstes sicherheitsrelevantes Merkmal ist seine hohe Brennbarkeit und die weiten Zündgrenzen in Wasserstoff-Luft-Gemischen von 4 bis 77%.

Doch Wasserstoff allein kann nicht brennen. Hierzu bedarf es eines Oxidationsmittels (Luft/Sauerstoff) bzw. eines zündfähigen Gemisches sowie einer Zündquelle, zum Beispiel eines elektrischen Funkens. Wird Wasserstoff in reiner Form mit einer Zündquelle zusammengebracht, verbrennt er nahezu unsichtbar. Für die sichere Handhabung von Wasserstoff folgt hieraus:

Wasserstoff wird anders als etwa flüssige Kraftstoffe in reiner Form sowie in geschlossenen, das heißt vollständig dichten

Systemen/Tanks gespeichert und transportiert. Die meist verwendeten Wasserstoffdrucktanks sollten hohe Sicherheitsreserven aufweisen und mit Entlastungsventilen ausgestattet sein. Zündquellen sind zu vermeiden.

Da Wasserstoff leichter als Luft ist, entweicht er nach oben. Wasserstoff ist folglich entweder im Freien zu lagern oder, wenn in geschlossenen Räumen, bei guter Be- und Entlüftung. Zudem erhöhen Wasserstoffsensoren die Sicherheit.

Da Wasserstoffmoleküle sehr klein sind, können sie durch viele Materialien hindurchdiffundieren. Für Stahl tanks ist dies weniger ein Problem. Moderne Verbundmaterialien können durch entsprechende Beschichtungen, Werkstoffe und adäquate Betriebsbedingungen vor Wasserstoffdiffusion und Materialversprödung geschützt werden.

ZWISCHENFAZIT

Da Wasserstoff nur eine sehr geringe volumetrische Energiedichte besitzt, muss er zwecks Speicherung und Transport verdichtet werden.

Die wichtigste kommerzielle Speichermethode – vor allem für Endanwender – ist die Speicherung von Wasserstoff als Druckgas. Zur Erzielung einer höheren Speicherdichte kann Wasserstoff auch verflüssigt werden. Neuartige Stoffspeicher (Metallhydride, Flüssigkeiten oder Sorbente) befinden sich noch im FuE-Stadium.

Zur Speicherung von Wasserstoff wird Energie benötigt; an effizienteren Speicherverfahren wird gearbeitet.

Wasserstoff kann anders als Strom sehr gut und in großen Mengen über längere Zeiträume gespeichert werden. In Untertage-Langzeitspeichern kann Wasserstoff eine wichtige Rolle als

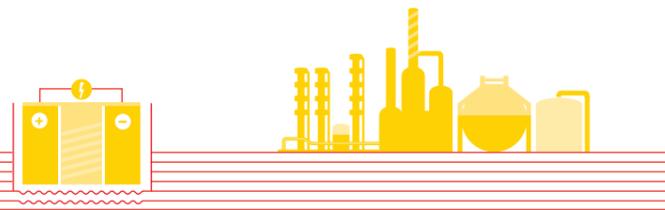
Pufferspeicher für Strom aus überschüssigen erneuerbaren Energien übernehmen.

Der Transport von Wasserstoff erfolgt heute meist per Lkw in Gasdruckbehältern, teilweise auch in kryogenen Flüssigtanks. Für ausgewählte Standorte gibt es darüber hinaus lokale/regionale H₂-Pipelinesetze.

Die Erdgasversorgungsinfrastruktur (Pipelines und Untergrundspeicher) könnten perspektivisch auch dem Transport und der Lagerung von Wasserstoff dienen.

Flüssiger Wasserstoff eignet sich für den Transport über größere Entfernungen, gasförmiger Druckwasserstoff über kürzere Entfernungen in kleineren Mengen, während Pipelines für große Volumina und kurze Distanzen vorteilhaft sind.

4 NUTZUNG



Da Wasserstoff auf der Erde praktisch nur in gebundener Form vorkommt, muss er für die Nutzung erst aufwendig hergestellt werden. Doch wofür wird der Wasserstoff überhaupt hergestellt? Was sind seine wichtigsten Anwendungsgebiete?

Tatsächlich gibt es für das Element Wasserstoff eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten. Grundsätzlich lässt sich zwischen stofflicher und energetischer Nutzung unterscheiden. Beim stofflichen Einsatz von Wasserstoff geht es darum, andere Stoffe oder Zwischenprodukte mit Hilfe oder unter Hinzufügung von Wasserstoff weiterzuverarbeiten oder zu veredeln. Meist bedarf es hierfür spezieller Verfahren, die dies etwa durch Druck, Temperatur

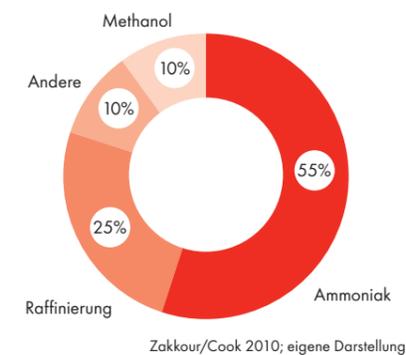
und reaktionsfördernde Katalysatoren erreichen. Beim Einsatz als Energieträger gilt es, die im Wasserstoff enthaltene Energie für die Erzeugung von höherwertiger Energie (Strom), Kraft und/oder Wärme zu nutzen. Auch hier gibt es unterschiedliche Nutzungspfade, die wiederum von der eingesetzten Energieumwandlungstechnik abhängen.

Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten stofflichen H₂-Anwendungsbereiche in der Industrie dargestellt. Anschließend werden die energetischen Umwandlungsoptionen diskutiert und die wichtigste Technik – namentlich die Brennstoffzelle und ihre unterschiedlichen Ausführungstypen – ausführlicher analysiert.

4.1 STOFFLICHE UND INDUSTRIELLE NUTZUNG

Wasserstoff ist ein vielseitig einsetzbarer chemischer Grundstoff, der in der Chemieproduktion und Industrie zur Erzeugung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Zwischen- und/oder Endprodukten eingesetzt wird. Weltweit werden nach (Zakkour/Cook 2010) zwischen 45 Mt/a und 50 Mt/a produziert, rund 7,8 Mt/a in Europa genutzt (Le Duigou et al. 2011).

19 GLOBALE VERWENDUNG VON WASSERSTOFF



Wasserstoff wird in großen Mengen für die chemische Produktsynthese, insbesondere zu Ammoniak und Methanol eingesetzt. Ein weiteres Haupteinsatzgebiet sind die Raffinerien, wo Wasserstoff für die Weiterverarbeitung von Ausgangsprodukten verwendet wird. So werden rund 55% des global produzierten Wasserstoffes für die Ammoniaksynthese, 25% in Raffinerien und etwa 10% für die Methanolherstellung genutzt. Die übrigen stofflichen/industriellen Anwendungen vereinen weltweit nur etwa 10% der globalen Wasserstoffherzeugung auf sich. Dabei lässt sich nicht immer von der verwendeten Wasserstoffmenge auf dessen produktionstechnische und/oder wirtschaftliche Bedeutung im jeweiligen Anwendungsbereich schließen. Nur ein kleiner Teil der globalen Wasserstoffherzeugung wird (ca. 4%) frei gehandelt (Yergin et al. 2009).

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Prozesse und Sparten zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie kurz beschrieben.

AMMONIAK (DÜNGEMITTEL)

Die wichtigste Wasserstoff-Stickstoff-Verbindung ist das Ammoniak (NH₃), auch Azan genannt. Ammoniak wird technisch in großem Maßstab nach dem Haber-Bosch-Verfahren gewonnen. Bei diesem Verfahren werden Wasserstoff und Stickstoff durch Synthese direkt miteinander vereinigt. Dazu müssen zunächst die Ausgangsstoffe Stickstoff und Wasserstoff gewonnen werden. Im Falle von Stickstoff erfolgt dies durch Tieftemperaturzerlegung von Luft, während Wasserstoff in der Regel aus Erdgas-Dampfreformierung stammt.

Die **Synthese des Ammoniaks** erfolgt bei Temperaturen von 500°C, Drücken von 200 bar sowie in Anwesenheit eines Eisenkatalysators. Die Elemente Wasserstoff und Stickstoff reagieren im Mengenverhältnis 3:1 gemäß folgender Reaktionsgleichung miteinander:



Die NH₃-Ausbeute ist mit rund 18% eher mäßig.

Ammoniak selbst ist ein farbloses Gas mit einem stechenden Geruch. Es ist sehr gut wasserlöslich. Fast 90% des Ammoniaks dient der Düngemittelherstellung. Dazu wird ein Großteil des Ammoniaks in feste Düngesalze oder nach katalytischer Oxidation in Salpetersäure (HNO₃) und ihre Salze (Nitrate) umgewandelt (Holleman/Wiberg 2007; Mortimer/Müller 2010).

Aufgrund seiner hohen Verdampfungsenergie findet Ammoniak darüber hinaus in Kälteanlagen als vergleichsweise umweltfreundliches und kostengünstig herzustellendes Kühlmittel (technischer Name R-717) Verwendung.

RAFFINERIE

In Raffinerien wird Rohöl mit unterschiedlichen Verfahren zu Ölprodukten wie Rohbenzin (Naphtha), Otto- und Dieselmotortreibstoff, Heizöl sowie Flugtreibstoffen weiterverarbeitet. Nach der Destillation (Erhitzung) werden weitere Veredelungsverfahren angewandt, um die gewünschten Produkte und Produktqualitäten zu erhalten. Bei einigen Raffinerieprozessen spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle.

Zunächst fällt Wasserstoff bei der **katalytischen Reformierung** von Rohbenzin als Nebenprodukt an. Mit dem aus der Reformierung gewonnenen Wasserstoff können die nach der Destillation noch sehr schwefelhaltigen Ölprodukte durch **Hydrotreating** in Gegenwart eines Katalysators entschwefelt werden. Hierfür werden die Ölprodukte zusammen mit Wasserstoff erhitzt und der aus Schwefel und Wasserstoff sich bildende Schwefelwasserstoff abgezogen.

Dagegen geht es beim **Hydrocracken** darum, die Produktausbeute zu steigern. Dazu werden langkettige Kohlenwasserstoffe erhitzt und mit Hilfe von Wasserstoff sowie in Gegenwart von Katalysatoren in kürzerkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Darüber hinaus lassen sich durch Hydrocracken Produktverunreinigungen leichter abführen. Da der Wasserstoff aus der Benzinreformierung für das Hydrotreatment und Hydrocracken in den Raffinerien nicht mehr ausreicht, muss der benötigte Wasserstoff – etwa aus Erdgas-Dampfreformierung – gezielt gewonnen werden. Der in der Kraftstoffherstellung benötigte Wasserstoff könnte künftig auch elektrolytisch erzeugter Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sein (**grüner Wasserstoff**).

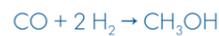
Für die Zukunft wird weltweit von einem weiteren Anstieg des Wasserstoffbedarfes in Raffinerien ausgegangen. Ursache hierfür sind zum einen das Bestreben, das Barrel Rohöl immer tiefer zu verarbeiten, zum anderen weltweit immer höhere Qualitätsanforderungen an die Kraftstoffe (Schwefelfreiheit), insbesondere in den Schwellenländern (IEA 2016b).

Neben Mineralöl besteht die Möglichkeit, Pflanzenöle entweder in Raffinerien zusammen mit fossilen Zwischenprodukten zu hydrieren (Kohydrieren) oder aber in separaten Biokraftstoffanlagen zu hydrieren. Auch hierfür wird Wasserstoff benötigt. Der Prozess der Hydrierung wird auch in der Lebensmittelchemie zur Härtung von Ölen bzw. Fetten sowie in der Kunststoffindustrie bei der Polymerherstellung angewandt.

METHANOL

H₂ ist ebenfalls ein wichtiger Grundstoff für die Herstellung von Methanol (CH₃OH).

Die Herstellung von Methanol (Methanol-Synthese) erfolgt über die katalytische Hydrierung von Kohlenmonoxid (Hollemann/Wiberg 2007). Dabei wird ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff – auch Wassergas oder Synthesegas genannt – über geeignete Katalysatoren geleitet. Unter Druck und erhöhter Temperatur entsteht nach folgender Reaktionsgleichung nahezu ausschließlich Methanol:



Methanol bzw. Methylalkohol ist ein einfacher Alkohol und sehr giftig. Strukturell ähnelt sein Aufbau dem Methan (CH₄), allerdings wird ein Wasserstoffatom durch eine Hydroxylgruppe (OH) substituiert.

Methanol kann direkt als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren verwendet werden. Es findet des Weiteren Einsatz in Direktmethanol-Brennstoffzellen oder reformiert in PEM-Brennstoffzellen. Aus Methanol werden Kraftstoffzusätze hergestellt und es wird zur Umesterung von Pflanzenölen zu Methylestern (Biodiesel) verwendet. Darüber hinaus ist Methanol ein zentraler chemischer Ausgangsstoff, aus dem wichtige chemische Zwischenprodukte wie Formaldehyd (CH₂O), Essigsäure (C₂H₄O₂) und andere synthetisiert werden. Die Nachfrage an Methanol steigt seit 2009 kontinuierlich an. Mit einem weiteren Wachstum der Einsatzmengen wird gerechnet (Johnson 2012).

ANDERE ANWENDUNGEN

Die sonstigen Anwendungen, die in Summe immerhin rund 10% der Nutzung ausmachen, setzen sich aus zwei Gruppen zusammen:

Zum einen wird Wasserstoff für die Herstellung einer Vielzahl weiterer wichtiger **chemischer Verbindungen** eingesetzt. Dazu gehören (nach LBST 2010) Grundstoffe für Farben und Kunstfasern, verschiedene Rohmaterialien und Vorläuferprodukte für die Nylonproduktion sowie die Polyurethan-Elastomer-Herstellung und der Einsatz zur Plastifizierung und Elastisch-Machung von Kunststoffen.

Zum anderen wird Wasserstoff in weiteren **industriellen Anwendungen** benötigt; dar-

unter die Metallverarbeitung (vornehmlich bei der Legierung von Metallen), die Flachglasherstellung (Einsatz von H₂ als Inertierungs- bzw. Schutzgas), die Elektronikindustrie (Einsatz als Schutz- und Trägergas, bei Abscheidungsprozessen, zur Reinigung, beim Ätzen, in Reduktionsprozessen etc.) sowie Anwendungen bei der Stromerzeugung, etwa zur Generatorkühlung oder Vermeidung von Korrosion in Kraftwerksrohrleitungen (LBST 2010).

Zu einem wichtigen Industrieprozess könnte sich das Direktreduktionsverfahren von Eisenerz – also die Abtrennung von Sauerstoff aus dem Eisenerz mittels Wasserstoff und Synthesegas – bei der **Stahlherstellung** entwickeln. Denn beim traditionellen Hochofenverfahren werden große Mengen Kohlenstoff freigesetzt (LBST 2010). Während die Direktreduktion mit Erdgas in der Stahlproduktion inzwischen etabliert ist (World Steel Association 2015), existieren entsprechende Produktionsverfahren auf Basis von Wasserstoff bislang erst im Pilotmaßstab.

4.2 ENERGETISCHE NUTZUNG

In Bezug auf die energetische Anwendung ist Wasserstoff vor allem Sekundärenergieträger und chemischer Energiespeicher. Die in ihm enthaltene Energie kann entweder in thermisch arbeitenden Wärmekraftmaschinen oder aber in galvanischen Zellen genutzt werden.

Wenn Wasserstoff (H₂) mit reinem Sauerstoff (O₂) verbrannt wird, entsteht nach folgender Reaktionsgleichung Wasser:



Anders als bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen wird hierbei kein Kohlendioxid gebildet. Wird Wasserstoff mit Luft verbrannt, entstehen darüber hinaus Stickoxide. Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden sehr hohe Temperaturen erreicht – je nach Verbrennungsluftverhältnis und Sauerstoffgehalt der Verbrennungsluft von über 2.000°C bis 3.000°C.

Auch wenn es sich bei Wasserstoff generell um einen sauberen und potenten Brennstoff mit hohem Energiegehalt und attraktiven verbrennungstechnischen Eigenschaften

handelt, wird die energetische Wasserstoff-Nutzung heute kaum noch in der **heißen Verbrennung** und damit in **Wärme-Kraft-Prozessen** gesehen.

Nur in der Raumfahrt dient Wasserstoff aktuell noch als Treibstoff für Raketentriebwerke. Pkw und Busse, die verbrennungsmotorisch mit Wasserstoff betrieben wurden, werden seit etwa einem Jahrzehnt nicht mehr weiter entwickelt bzw. kaum noch verfolgt.

Ansonsten wird als Nebenprodukt anfallender Wasserstoff in der Industrie gelegentlich mitverbrannt, wenn sich dafür keine wirtschaftliche Verwendung finden lässt.

Aufgrund des großen technischen Fortschrittes in der Brennstoffzellentechnik in den vergangenen Jahren, aber auch aufgrund der erhöhten technischen Anforderungen an den Wasserstoffbetrieb von Wärmekraftmaschinen wird die energetische Nutzung des Wasserstoffs heute allgemein fast nur noch in der Brennstoffzelle gesehen.

BRENNSTOFFZELLE

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde bereits in den Jahren 1838/39 entdeckt. Allerdings konnte sich die Brennstoffzelle damals nicht gegen die Kombination Dampfmaschine-Generator durchsetzen. Im Gegensatz zu Wärme-Kraft-Maschinen kann eine Brennstoffzelle chemisch gebundene Energie direkt, das heißt ohne den Umweg über einen Wärmekraftprozess, in elektrische Energie umwandeln.

Der bestmögliche Wirkungsgrad von Wärmekraft-Prozessen wird durch den Carnot-Wirkungsgrad beschrieben (Bosch 2014). Dieser hängt vom Verhältnis der (oberen) Verbrennungstemperatur zur (unteren) Zulufttemperatur ab. Faktisch können Wärme-Kraft-Maschinen nicht die ganze Wärme des Verbrennungsprozesses, sondern nur einen Teil davon in mechanische Energie umwandeln. Die Erzeugung von Strom erforderte zusätzlich den Einsatz eines Generators. Überdies bleiben mit Otto- oder Dieselprozessen betriebene reale Wärme-Kraft-Maschinen deutlich unterhalb theoretischer Carnot-Wirkungsgrade. Ferner emittieren sie bei Betrieb mit

>> Die Brennstoffzelle ist eine größere zivilisatorische Leistung als die Dampfmaschine und wird schon bald den Siemens'schen Generator in das Museum verbannen. <<

Wilhelm Ostwald (Nobelpreisträger) auf der 2. Jahrestagung des Verbands Deutscher Elektrotechniker (1884)

fossilen Kraftstoffen sowohl Luftschadstoff als auch Treibhausgasemissionen.

Auch in der Brennstoffzelle wird die im Wasserstoff enthaltene Energie in elektrische und Wärmeenergie umgewandelt. Dabei wird eine Energiemenge von 286 Kilojoule pro Mol Wasserstoff freigesetzt. Die Umwandlung dieser frei werdenden Energie (Reaktionsenthalpie) in elektrische Energie bestimmt den maximalen Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle. Theoretisch können Brennstoffzellen Zellwirkungsgrade von über 80% erreichen. Aufgrund von Spannungsverlusten liegen die tatsächlich erreichbaren Wirkungsgrade jedoch darunter (Eichlseder/Klell 2012).

Da eine Brennstoffzelle neben elektrischem Strom noch Abwärme produziert, kann sie auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Liegt ein ausreichend hohes Temperaturniveau der Abwärme vor, kann zusätzlich noch ein konventioneller Wärmekraft-Prozess nachgeschaltet werden. Dies ist bei den Hochtemperatur-Zellen (SOFC und MCFC) der Fall. Hieraus ergeben sich in Summe deutlich höhere Gesamtwirkungsgrade als bei reinen Wärme-Kraft-Prozessen.

Die Direktumwandlung chemischer Energie ist bereits von herkömmlichen Batterien bzw. Akkumulatoren her bekannt. Im Unterschied dazu findet bei der Brennstoffzelle jedoch nicht eine einmalige oder zyklische, sondern eine kontinuierliche Brennstoffzufuhr statt. Bei dem Brennstoff handelt es sich im einfachsten Fall um Wasserstoff, der sich in einer Reaktion mit Sauerstoff zu Wasser verbindet. Unter normalen Bedingungen tritt bei der Zündung eines Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisches eine heftige Knallgasreaktion ein. Durch die räumliche Trennung in

zwei Halbzellen – über Elektrolyten, Membran und/oder Diaphragma – können die beiden Stoffe jedoch nicht direkt miteinander reagieren, so dass eine kontrollierte Reaktion stattfinden kann.

Die bei katalytischer Verbrennung erreichten Temperaturen liegen je nach Brennstoffzellentyp mit ca. 60°C bis 1.000°C deutlich unter den Wasserstoff-Verbrennungstemperaturen. Man spricht daher auch von einer **kalten Verbrennung**. Die Bildung von Stickoxiden (NO_x) in Anwesenheit von Luft setzt erst bei Temperaturen jenseits 1.500°C ein, so dass dieses Schadstoffproblem bei der katalytischen Verbrennung vermieden wird (Weber 1988).

AUFBAU & FUNKTIONSWEISE

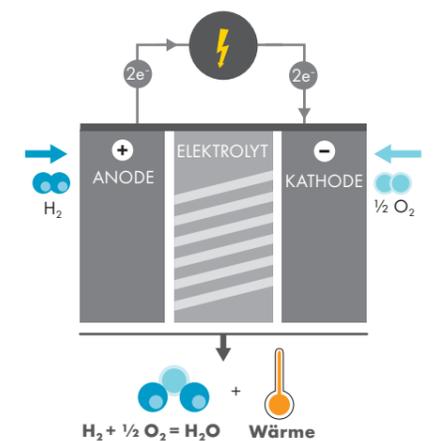
Während die Elektrolyse Wasser mit Hilfe von Gleichstrom in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt, findet in einer Brennstoffzelle der Umkehrprozess der Elektrolyse statt, also die Rekombination aus Sauerstoff und Wasserstoff zu Wasser unter Produktion von Gleichstrom. Prinzipieller Aufbau und Arbeitsweise einer Brennstoffzelle sind in Abbildung 20 zu erkennen.

Über die dargestellte schematische Abbildung hinaus sind noch folgende Baugruppen zu benennen, die für den Betrieb einer Brennstoffzelle benötigt werden: Brennstoff-, Luft- und Abgaskonditionierung, Kühlkreislauf, Stromkreislauf, Befeuchtungsstrang, Mess- und Regeltechnik sowie Sicherheitseinrichtungen und Zusatzgeräte für den Anfahrbetrieb.

Ein Brennstoffzellensystem besteht aus seriell verbundenen einzelnen Brennstoffzellen – auch Zellstapel (**Stacks**) genannt. Kern der Brennstoffzelle ist die Membran-Elektroden-Einheit (MEA); denn sie bestimmt über die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzelle. Sie besteht aus zwei porösen, mit einem Katalysator dotierten Elektroden (Kathode und Anode), einem zwischen ihnen gelagerten Elektrolyt (Ionenleiter) sowie den Gasdiffusionsschichten.

Der Elektrolyt trennt die Gase voneinander, ist aber für bestimmte Ionen (elektrisch geladene Teilchen) durchlässig. Das anodenseitig zugeführte Brenngas H₂ wird aufgrund

20 PRINZIP DER BRENNSTOFFZELLE



der Katalysatorwirkung in Ionen gespalten und gibt Elektronen ab:



Diese Elektronen werden über einen äußeren Kreislauf, in welchem sie elektrische Arbeit verrichten, zur Kathode geleitet. Dort bewirken sie die Ionisation des Sauerstoffs nach folgender Reaktionsgleichung:



Die freien Sauerstoff- und Wasserstoffradikale verbinden sich schließlich unter Wärmeabgabe zu elektrisch neutralem Wasser:



Auf welcher Seite die Reaktionsgase anfallen und welcher Ionen-transport durch den Elektrolyten zum Schließen des Kreislaufs notwendig ist, hängt vom Typ der Zelle ab (vgl. Abbildung 22).

Die Gasdiffusionsschicht sorgt schließlich für die gleichmäßige Verteilung der zuströmenden Gase wie auch der Reaktionsprodukte sowie der (Ab)leitung von Elektronen und Prozesswärme.

BRENNSTOFFZELLENTYPEN

Brennstoffzellen werden hauptsächlich nach der Art des Elektrolyten und der Betriebstemperatur der Zelle kategorisiert. Nach Art des Elektrolyten werden fünf Gruppen von Brennstoffzellen unterschieden, nach der Temperatur drei Bereiche: Niedrigtemperatur bei unter etwa 100°C, mittlere Temperatur über 100°C sowie Hochtemperaturbereich oberhalb von 500°C. Im Folgenden sollen die wichtigsten Brennstoffzellentypen

nach Elektrolyt mit ihren Hauptanwendungsgebieten, Vor- und Nachteilen und jeweiligem Stand der Marktentwicklung kurz vorgestellt werden. Wichtige Leistungsparameter von Brennstoffzellen sind in Tabelle 21 synoptisch zusammengefasst.

Dabei ist generell zu bemerken, dass die benötigte Reinheit des eingesetzten Wasserstoffs mit steigender Temperatur abnimmt – die niedrigsten Temperaturen erfordern den reinsten Wasserstoff. Die erzielbaren Wirkungsgrade sind unter anderem abhängig von der Betriebsart mit Luft oder reinem Sauerstoff. Zudem erhöht sich die Gesamteffizienz, wenn die Brennstoffzelle nicht nur zur Stromerzeugung, sondern in KWK gefahren wird und neben der Strom- auch die Wärmebereitstellung bilanziert wird.

Alkalische Brennstoffzelle / Alkaline Fuel Cell (AFC)

Die alkalische Brennstoffzelle ist die Pionierzelle unter den Brennstoffzellen. Sie fand bereits früh in der Raumfahrt Anwendung – zum Beispiel für die Bordstromversorgung der Apollo-Mission in den 1960er Jahren. Die AFC wurde insbesondere in ihrer Anfangsphase fast ausschließlich der mobilen Anwendung zugerechnet, wird aber auch in stationären Anwendungen erprobt.

Bei der AFC handelt es sich um eine Niedertemperaturbrennstoffzelle. Wesentliche Vorteile sind das schnelle Erreichen der niedrigen Betriebstemperatur und die kompakte Bauweise. Die Verwendung einfacher Elektrolyte (Kalilauge) und günstiger Katalysatoren (Nicht-Edelmetalle) führt zu niedrigen Investitionskosten.

Das Hauptproblem der AFC ist, dass sie eine sehr geringe CO₂-Toleranz aufweist und somit auf eine Versorgung mit sehr reinen Gasen, insbesondere reinen Sauerstoff angewiesen ist. Trotz Weiterentwicklungen wie der Alkaline Membrane Fuel Cell (AMFC) ist die AFC der PEMFC in puncto Leistung und Dauerhaltbarkeit unterlegen.

Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle / Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)

Die Polymerelektrolytmembran ist ebenfalls eine Niedertemperatur (NT-)Brennstoffzelle, die bei Temperaturen von etwa

80°C arbeitet. Anders als die AFC besitzt die PEMFC als Elektrolyten eine feste Polymer-Membran. Im Gegensatz zur AFC entfällt eine aufwendige Aufbereitung des korrosiven Elektrolyten. Die PEMFC weist eine hohe Leistungsdichte bei geringem Volumen auf, was sie besonders geeignet für mobile Anwendungen macht.

Der Edelmetall-Katalysator (Platin) führt zu hohen Baukosten. Da der Katalysator auch durch Schwefel und Kohlenmonoxid vergiftet wird, benötigt die PEMFC ebenfalls reinen Wasserstoff. Sie kann aber im Unterschied zur AFC mit Luft statt mit reinem Sauerstoff arbeiten. Zusätzlich benötigt die NT-PEMFC ein aufwendiges Wassermanagement.

PEMFC-Systeme besitzen unter den Brennstoffzellentypen in Bezug auf das Produktionsvolumen die höchsten Potenziale zur Kostenreduktion. Langfristig werden \$30/kW_{el} und damit verbrennungsmotorischen Antrieben vergleichbare Produktionskosten als erreichbar angesehen. Zudem muss die Lebensdauer von PEMFC verlängert werden; die heutige Zahl von ca. 5.000 Betriebsstunden reicht für eine Fahrleistung von etwa 150.000 bis 200.000 km bzw. 100.000 Meilen (IEA 2015b).

>> PEM is likely to be the leading technology way into the future. <<

E4tech 2016

Die NT-PEMFC dominiert heute mit großem Abstand den Weltmarkt für Brennstoffzellen, und zwar was die Zahl der installierten Systeme, als auch was die Leistung der Brennstoffzellen betrifft (E4tech 2016).

Eine Weiterentwicklung der Niedertemperatur-PEMFC ist **Hochtemperatur-PEMFC**. Die HT-PEMFC nutzt eine neue säuredotierte Membran und benötigt daher kein Wasser für ihren Leitmechanismus. Hierdurch werden höhere Betriebstemperaturen (bis ca. 200°C) möglich, während das komplexe Wassermanagement entfällt. Zudem sind CO- und CO₂-Toleranz sowie der Gesamtwirkungsgrad – insbesondere bei Abwärmenutzung – höher.

Allerdings verursacht die Verwendung temperatur- und säurebeständiger Materialien höhere Herstellkosten. Außerdem ist die HT-PEMFC technisch weniger ausgereift als die NT-PEMFC.

Eine Spezialanwendung der PEMFC ist die **Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC)**. Die DMFC arbeitet in einem ähnlichen Temperaturspektrum (50 bis 120°C) wie die NT-PEMFC. Sie kann den im Methanol (CH₃OH) enthaltenen Wasserstoff direkt nutzen und profitiert von der hohen Speicherdichte von Methanol. Die DMFC weist aber einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad (20%) auf. Sie kommt vor allem in Kleingeräten zum Einsatz. Sie spielt insgesamt im Brennstoffzellenmarkt nur eine untergeordnete Rolle.

Phosphorsaure Brennstoffzelle / Phosphatic Acid Fuel Cell (PAFC)

In den mittleren Temperaturbereich (ca. 160 - 220°C) ist die phosphorsaure PAFC einzuordnen. PAFC decken ein breites Leistungsspektrum bis in den MW-Bereich ab. Leistungsdichte und Flexibilität von PAFCs sind gering. Ihr elektrischer Wirkungsgrad ist vergleichsweise niedrig (40%), über die Abwärmenutzung können jedoch höhere Gesamtwirkungsgrade (80%) als bei AFC und PEMFC erreicht

werden. PAFC sind weniger empfindlich gegenüber Kohlenmonoxid, bedürfen aber einer höheren Edelmetallbelastung.

PAFC benötigen ebenfalls ein aufwendiges Wassermanagement und stellen hohe Materialanforderungen. Vor allem wegen ihres aggressiven Elektrolyten ist dieser Typ für den kleinen Leistungsbereich (im Gebäudereich) und mobile Anwendungen weniger geeignet; sie weisen aber im stationären Sektor schon länger einen hohen Technologiereifegrad auf. Die weiteren Kostensenkungspotenziale werden allerdings als gering eingeschätzt. Sie finden vor allem in größeren stationären Brennstoffzellen (wie Kleinkraftwerken) ihren Einsatz, jedoch bei geringen Stückzahlen.

Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle / Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)

Die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) gehört zu den Hochtemperaturzellen. Als Elektrolyt dient eine Karbonatschmelze. Die Betriebstemperatur der MCFC liegt bei 600 bis 700°C. MCFC decken ebenso wie PAFC ein breites Leistungsspektrum bis hin zum MW-Bereich ab und benötigen viel Platz. Anders als PAFC weisen MCFC hohe elektrische Wirkungsgrade von mehr als 60% (Stack) bzw. rund 55% (System) auf. Bei Nutzung der

Abwärme über einen nachgeschalteten Wärmekraftprozess zur zusätzlichen Stromerzeugung können elektrische Wirkungsgrade von ca. 65% und Gesamtwirkungsgrade von 85% erreicht werden.

Die hohe Betriebstemperatur erlaubt nicht nur die Nutzung von Wasserstoff, sondern auch von wasserstoffhaltigen Gasen (wie Erdgas oder Biogas) oder Methanol in Verbindung mit einer internen Reformierung. Wenn allerdings Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden, entstehen auch Kohlendioxidemissionen. Für MCFC sind keine teuren Edelmetall-Katalysatoren, aber dafür hochtemperaturfeste und korrosionsbeständige Materialien erforderlich. MCFC werden hauptsächlich im Kraftwerksbereich eingesetzt – bei geringen Stückzahlen.

Oxidkeramische Brennstoffzelle / Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) ist eine Hochtemperaturzelle (ca. 500 - 1.000°C), deren Elektrolyt aus einem festen porösen Keramikwerkstoff besteht. SOFC decken ein weites Anwendungsspektrum von der dezentralen Stromversorgung (einige Kilowatt) bis in den Kraftwerksbereich (mehrere Megawatt) ab. Aufgrund der hohen Betriebstemperatur benötigen SOFC längere Anfahrzeiten.

Ähnlich wie MCFC weisen SOFC hohe elektrische Wirkungsgrade (um 60% bzw. bei nachgeschaltetem Wärmekraftprozess bis zu 70%) und hohe Gesamtwirkungsgrade (bis 85%) auf. Die hohe Betriebstemperatur ermöglicht die interne Reformierung von wasserstoffreichen Gasen oder Flüssigtreibstoffen. Wenn allerdings Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden, entstehen wiederum auch Kohlendioxidemissionen. Für SOFC sind keine teuren Edelmetall-Katalysatoren, dafür aber hochtemperaturfeste Materialien erforderlich. SOFC sind nicht nur kohlenmonoxid-, sondern auch relativ schwefeltolerant. Gegenüber MCFC zeichnen sich SOFC durch niedrigere Investitionskosten und eine deutlich längere Lebensdauer aus.

SOFC haben sich in den vergangenen Jahren sowohl nach Stückzahlen als auch nach installierter Kapazität nach der PEMFC zum zweitwichtigsten Brennstoffzellentyp entwickelt. Mit hierzu beigetragen haben die Förderprogramme für stationäre Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung (E4tech 2016).

In Abbildung 22 sind die wichtigsten Brennstoffzellentypen nach den Entstehungsorten der Reaktionsprodukte auf der Anoden- bzw. Kathodenseite sowie der Richtung

21 ÜBERSICHT ÜBER DIE FÜNF BRENNSTOFFZELLENTYPEN

BZ-Typ	Betriebs-temperatur °C	Elektrolyt	Elektrische Leistung	Brennstoff	Oxidant	Wirkungs-grad η _{el} (H ₂)	Investitions-Kosten USD/kW _{el}	Lebens-erwartung (h)	Marktentwicklung	Anwendung
AFC	60 - 90	Kalilauge	Bis zu 250 kW	H ₂	O ₂ (reinst)	50 - 60%	200 bis 700	5.000 bis 8.000	Seit Jahrzehnten eingeführt, aber auf Sonderanwendungen beschränkt	Raumfahrt, U-Boote
PEMFC	50 - 90 (NT) bis 180 (HT)	Polymermembran	500 Watt bis 400 kW	H ₂ , Erdgas, Synthesegas, Biogas, Methanol (externe Reformation)	O ₂ Luft	30 - 60% (je nach Größe und Anwendung)	3.000 bis 4.000 (stationär) ~500 (mobil)	60.000 (stationär) 5.000 (mobil)	Early market / Marktreif Führender Brennstoffzellentyp	Fahrzeugantrieb, Raumfahrt, KWK Haushalt, BHKW, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
PAFC	160 - 220	Phosphorsäure	Bis zu mehreren 10 MW	H ₂ , Erdgas, Synthesegas, Biogas, Methanol (externe Reformation)	O ₂ Luft	30 - 40%	4.000 bis 5.000	30.000 bis 60.000	Mature / Marktreif (geringe Stückzahlen)	Dezentrale Stromerzeugung / BHKW
MCFC	600 - 700	Karbonat-Schmelze	Einige 100 kW bis einige MW	H ₂ , Erdgas, Synthesegas, Biogas, Methanol (interne Reformation)	O ₂ Luft	55 - 60%	4.000 bis 6.000	20.000 bis 40.000	Early Market / Markteinführung (vor allem für größere Anlagen)	Kraftwerke (Grundlast), KWK (Prozesswärme bzw. -dampf)
SOFC	700 - 1.000	Oxidkeramik	Einige kW bis mehrere MW	H ₂ , Erdgas, Synthesegas, Biogas, Methanol (interne Reformation)	O ₂ Luft	50 - 70%	3.000 bis 4.000	bis 90.000	Mature / Marktreif (steigende Stückzahlen)	Kraftwerke, KWK (Prozesswärme bzw. -dampf), KWK Haushalt, BHKW

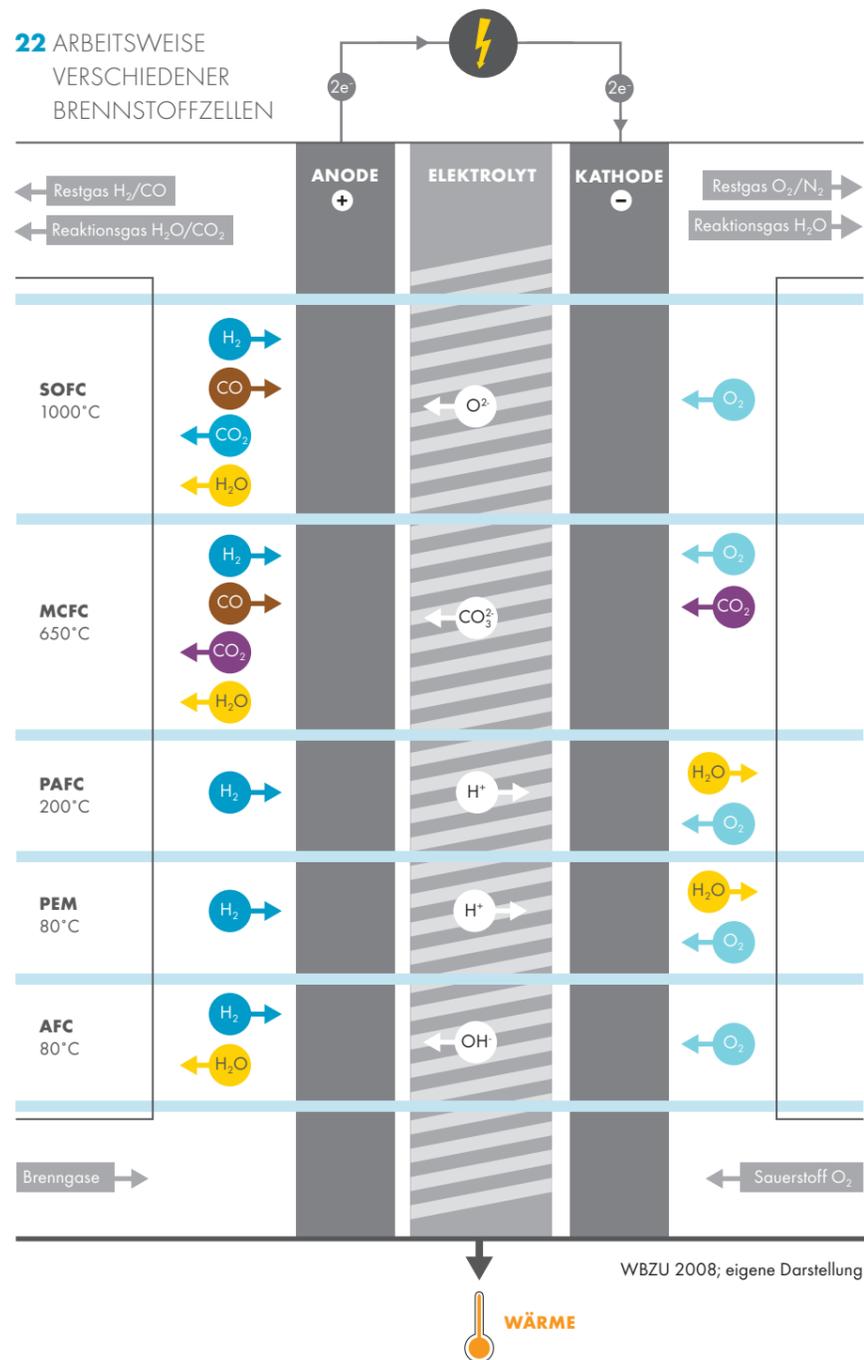
Wagner 1996; Drenckhahn/Hassmann 1993, aktualisiert mit IEA 2015b, EA NRW 2017 (www.brennstoffzelle-nrw.de) und eigene Ergänzungen

und der Art des Ionentransportes durch den Elektrolyten dargestellt. Die unterschiedlichen Brennstoffzellentypen decken zusammen einen weiten Temperaturbereich ab. Niedrige Betriebstemperaturen ermöglichen dynamisches Lastverhalten. Hohe Temperaturen bevorzugen kontinuierliche Lasten. Zudem sind ihre Elektrolyten robuster gegenüber Verunreinigungen bzw. Schwankungen der Brennstoffqualität.

Als Brenngase werden entweder Wasserstoff zu Wasser oder Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid oxidiert. Bei der PEMFC und bei der PAFC wird das entstehende Wasser an der Kathode abgeleitet. Bei der AFC und den Hochtemperaturzellen SOFC und MCFC verlassen hingegen die Reaktionsprodukte der anodenseitig zugeführten Brennstoffe auf der gleichen Seite wieder die Zelle. Eine Besonderheit liegt bei der AFC vor, die das Produktwasser über den Elektrolyten abgibt und ihn dadurch verdünnt (Wendt/Plzak 1990).

An der Kathode wird als Oxidant Luft bzw. reiner Sauerstoff zugeführt. Dementsprechend finden sich am Kathodenausgang Stickstoff und Sauerstoff als Restgase. Die Brenngase können entweder direkt in der Brennstoffzelle verwendet werden, oder werden aus verschiedenen wasserstoffreichen Vorprodukten wie Erdgas, Methanol oder Synthesegas via Reformierung bereitgestellt. Je nach Betriebstemperatur erfolgt die Reformierung intern oder extern.

22 ARBEITSWEISE VERSCHIEDENER BRENNSTOFFZELLEN



ZWISCHENFAZIT

Wasserstoff ist ein vielseitig einsetzbarer chemischer Grundstoff. Die wichtigsten stofflichen Anwendungen in der Industrie sind die Ammoniaksynthese (Düngemittel), die Veredelung von Öl und Zwischenprodukten in Raffinerien sowie die Methanolsynthese.

Die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger in reinen Wärme-Kraft-Prozessen ist möglich, wird heute kaum noch verfolgt.

Im Vordergrund der energetischen Wasserstoffnutzung steht heute die Brennstoffzelle. Brennstoffzellen haben in den vergangenen Jahren große technische Fortschritte gemacht und weisen

prinzipbedingt deutlich höhere elektrische und Gesamtwirkungsgrade als Wärme-Kraft-Prozesse auf.

Die Niedertemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEMFC) dominiert heute den Weltmarkt für Brennstoffzellen. Sie gilt aufgrund ihrer Leistungsdichte, Flexibilität und Kostensenkungspotenziale für Mobilitätsw Zwecke am besten geeignet.

Zum zweitwichtigsten Brennstoffzellentyp hat sich die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) entwickelt. Diese Hochtemperatur-Brennstoffzelle wird für die kontinuierliche Hausenergie- bzw. Stromversorgung sowie im Kraftwerksbereich eingesetzt.

5 ENERGETISCHE STATIONÄRE ANWENDUNGEN



Die energetische Nutzung von Wasserstoff findet überwiegend in Brennstoffzellen statt. In den Jahren 2015 und 2016 wurden weltweit rund 50.000 Brennstoffzellensysteme mit einer Gesamtleistung von rund 200 MW ausgeliefert. Rund 80% der ausgelieferten Brennstoffzellensysteme und 60% der ausgelieferten Brennstoffzellenkapazitäten waren stationäre Anwendungen (E4tech 2016). Stationäre Brennstoffzellen waren damit bislang und sind weiterhin mit der wichtigste Treiber der globalen Marktentwicklung für Brennstoffzellentechnik (US DOE 2016).

5.1 STROMERZEUGUNG

Stationäre Brennstoffzellen können zur dezentralen Stromversorgung in netzfernen Gebieten eingesetzt werden. Zunehmend an Bedeutung gewinnt der Markt für Back-up-Power-Anwendungen (BUP). Darunter fällt zum einen die Notstromversorgung, zum anderen die unterbrechungsfreie Stromversorgung, kurz USV, oder Uninterruptible Power Supply (UPS).

Notstromaggregate werden zur Aufrechterhaltung des Betriebs bei längeren Netzausfällen eingesetzt. Die Übernahme der Netzversorgung erfolgt dabei in der Regel nicht unterbrechungsfrei.

Unterbrechungsfreie Stromversorgungen werden dagegen zum Schutz hochsensibler technischer Systeme gegen Netzschwankungen und kurzfristige Ausfälle eingesetzt und gewähren so einen störungsfreien Betrieb. Einsatzfelder sind insbesondere Telekommunikations- und

IT-Anlagen wie Funktürme oder Datenverarbeitungszentren.

Gegenüber konventionellen thermischen Kraftwerken können Brennstoffzellen prinzipbedingt deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60% aufweisen, und zwar auch für Kleinanlagen. Dies ist aus exergetischer Sicht vorteilhaft, da im Verhältnis viel hochwertiger Strom und wenig Wärme erzeugt wird.

Im laufenden Betrieb zeichnen sich Brennstoffzellen-Backups unter anderem durch folgende Vorteile aus: lange Autonomiezeit und Lebensdauer, geringer Wartungsaufwand aufgrund des Fehlens beweglicher Teile; sowie leise und emissionsfreie Stromerzeugung (FACTO 2014a, HMWEVL 2016).

Der Backup-Leistungsbereich stationärer Brennstoffzellen reicht von wenigen kW bis hin zu über 1 GW. Bei elektrischen Leistungen im niedrigen Wattbereich handelt es

Brennstoffzellen erzeugen sowohl Strom als auch Abwärme. Bei gemeinsamer Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme eines Energieerzeugers spricht man auch von Kraft-Wärmekopplung (KWK). Teilweise ist allein die Stromerzeugung von Interesse, das gilt insbesondere für Back-up-Power- und Notstromaggregate; teilweise wird auch in der Abwärme der Brennstoffzellen eine relevanter Mehrwert gesehen, etwa in der Hauswärmeversorgung.

sich in der Regel um portable Brennstoffzellen, die gegenüber Akkus und Generatoren vor allem Gewichtsvorteile bieten.

Im stationären Bereich wird eine Vielzahl unterschiedlicher Brennstoffzellentypen eingesetzt, teilweise auch zur Kühlung. Neben Wasserstoff kommen als Brennstoffe Methanol sowie Erd- und Flüssiggas in Frage (HMWEVL 2016).

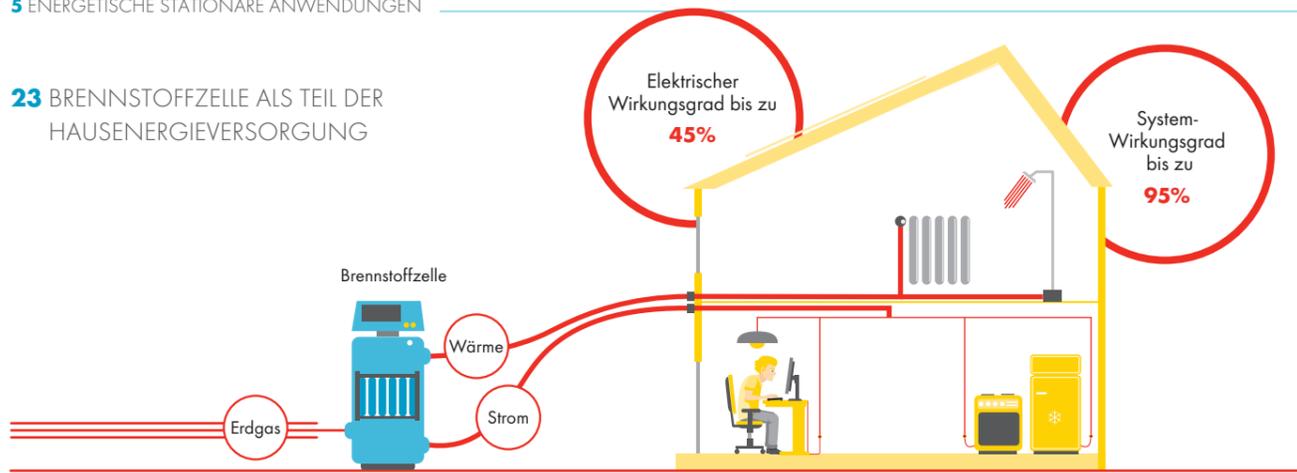
5.2 HAUSENERGIE

Wird neben dem erzeugten Strom auch noch die entstehende Wärme genutzt, spricht man von Kraft-Wärmekopplung (KWK). Werden solche Anlagen im Hauswärmesektor eingesetzt, spricht man aufgrund der kleineren Leistungen auch von Mikro- oder Mini-KWK-Anlagen (Shell/BDH 2013).

KWK-Anlagen können strom- oder wärmegeführt gefahren werden. Bei hohen Strompreisen bietet sich eine stromgeführte Fahrweise an. So kann der Bezug von Netz-



23 BRENNSTOFFZELLE ALS TEIL DER HAUSENERGIEVERSORGUNG



strom minimiert oder der erzeugte KWK-Strom ins Stromnetz eingespeist und vergütet werden.

Die bei Kraftwärmekopplung als Nebenprodukt entstehende Wärme wird zur Deckung eines Teiles des Wärmebedarfs des Gebäudes genutzt. Die meist stromgeführte Fahrweise hat eine geringe thermische Leistung von Brennstoffzellen-Heizgeräten zur Folge, so dass der Rest-Wärmebedarf des Gebäudes durch einen zusätzlichen Wärmeerzeuger gedeckt wird. Daher sind Brennstoffzellen besonders für Gebäude mit niedrigem Raumwärmebedarf geeignet, wie er bei Niedrigenergie- oder Passivhäusern vorkommt. In Gebäuden mit höherem Raumwärmebedarf kommen Hybrid-Brennstoffzellenheizungen, bestehend aus einer Brennstoffzelle und einem Brennwertgerät zur Deckung der Wärmebedarfsspitzen zum Einsatz.

Stationäre Brennstoffzellen im Leistungsbereich bis 10 kW_e sind meist PEM- oder SO-Brennstoffzellen. Der typische KWK-Leistungsbereich für Ein- und Mehrfamilienhäuser liegt bei 0,7 bis 5 kW_e. Werden Brennstoffzellensysteme mit Erdgas als Brennstoff betrieben, kann eine bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Allerdings ist hierbei eine vorherige Reformierung des Brennstoffes zu Wasserstoff erforderlich. Bei PEM-Brennstoffzellen erfolgt eine externe Reformierung. Aufgrund der höheren Temperaturen kann bei der SO-Brennstoffzelle intern reformiert werden.

In den USA sowie in Europa laufen eine Reihe geförderter Projekte, in denen reiner Wasserstoff – aus überschüssigen erneu-

erbaren Energien oder als industrielles Nebenprodukt – in stationären Brennstoffzellen erprobt wird bzw. zum Einsatz kommt (HMWEVL 2016).

Speziell für die Hausenergieversorgung gibt es in Deutschland sowie in 12 EU-Mitgliedstaaten mit „Callux“ und „ene.field“ große Demonstrationsprojekte, in denen insgesamt über 1.500 PEM- und SO-Brennstoffzellensysteme in Ein- und Mehrfamilienhäusern betrieben werden. Mittlerweile sind in Europa erste Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung kommerziell verfügbar. In Japan sind inzwischen durch das staatliche „Ene-Farm“-Projekt fast 200.000 gasversorgte PEM- und SO-Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung installiert und gefördert worden; bis 2020 sollen es 1,4 Mio. und bis 2030 5,3 Mio. Systeme sein (HMWEVL 2016, E4tech 2016).

Der wohl größte Vorteil von Brennstoffzellen gegenüber Wärme-Kraft-Prozessen ist

die direkte elektrochemische Umwandlung bei der Strom- und Wärmeerzeugung und den damit verbundenen höheren elektrischen Wirkungsgrad. Kombiniert, also elektrisch und thermisch, können Brennstoffzellen Wirkungsgrade von bis zu 95 % erreichen. Der elektrische Wirkungsgrad kommt auf bis zu 45 %. Darüber hinaus zeigen Brennstoffzellensysteme gutes Teillastverhalten, arbeiten geräuscharm, verursachen geringen Wartungsaufwand und keine Emissionen (ASUE 2016).

Ein Nachteil ist, dass aufgrund höherer Anschaffungskosten Brennstoffzellenheizungen gegenüber Brennwert-Heizkesseln – ohne Förderung – derzeit noch nicht wirtschaftlich darstellbar sind. Allerdings ist davon auszugehen, dass mit zunehmenden Stückzahlen sowie Synergieeffekten mit PEM-Brennstoffzellen aus automobilen Anwendungen die Anschaffungskosten von Brennstoffzellensystemen für die Hausenergieversorgung weiter sinken.

ZWISCHENFAZIT

Stationäre Brennstoffzellen sind ein wichtiger Treiber der globalen Marktentwicklung für Brennstoffzellen.

Brennstoffzellen werden zunehmend alternativ zu Generatoren und Akkus als Backup in der Stromversorgung eingesetzt.

In Deutschland, Europa und Japan gibt es mit „callux“, „ene.field“ und „Ene-Farm“ bereits große Demonstrationsprojekte für Brennstoffzellenheizungen. Erste kommerzielle Mikro-KWK-Anlagen auf Brennstoffzellenbasis – Typ PEMFC und SOFC – sind verfügbar.

Aufgrund ihres hohen Gesamtwirkungsgrades stellen Mikro-KWK-Brennstoffzellensysteme eine wichtige Zukunftsoption für eine nachhaltige Hausenergieversorgung dar.

Der Einsatz von Brennstoffzellen-basierter Mikro- bzw. Mini-KWK im Gebäudesektor bedarf (vorläufig) noch einer weiteren markthochlaufabhängigen Förderung.

ZUR WIRTSCHAFTLICHKEIT DER BRENNSTOFFZELLENHEIZUNG

Im Folgenden wird anhand von Eckdaten aus der Shell/BDH Hauswärme-Studie 2013 analysiert, ab wann sich eine Brennstoffzellenheizung rechnet. Dazu werden die Energiekosten (für Wärmeerzeugung und Strombezug) für ein Einfamilienhaus betrachtet, welches etwa 150 m² groß ist und rund 150 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche im Jahr verbraucht.

Die für die Trinkwassererwärmung und Beheizung benötigte Wärme wurde in dem Beispielhaus bisher durch einen mit Erdgas betriebenen Niedertemperaturkessel erzeugt. Der jährliche Gasverbrauch liegt bei 22.500 kWh. Der jährlich benötigte Haushaltstrom (4.000 kWh) wird aus dem allgemeinen Stromnetz bezogen. Der angenommene Strompreis beträgt 0,30 €/kWh, der Gaspreis 0,065 €/kWh.

Der Niedertemperaturkessel ist veraltet. Für den Hausbesitzer steht eine Heizungsmodernisierung an. Es bieten sich ihm dazu drei Optionen.

Neben einer Brennstoffzellenheizung stehen eine Gasbrennwertheizung sowie eine elektrische Wärmepumpe zur Auswahl. Die Lebensdauer aller drei Heizungstypen wird einheitlich auf 20 Jahre veranschlagt.

Gasbrennwertkessel

Der Gas-Niedertemperaturkessel wird durch einen Gasbrennwertkessel ersetzt. Die Anschaffungskosten hierfür belaufen sich auf 7.000 Euro. Der Kessel wird mit Erdgas betrieben. Durch den Austausch reduziert sich der Erdgasverbrauch auf 20.100 kWh. Der Haushaltsstrom wird weiterhin aus dem Netz bezogen.

Wärmepumpe

Der Gas-Niedertemperaturkessel wird durch eine elektrische Luftwärmepumpe ersetzt. Die Kosten hierfür belaufen sich auf 12.000 Euro. Für den Betrieb der Wärmepumpe werden jährlich 7.200 kWh Wärmepumpenstrom benötigt. Der Wärmepumpenstromtarif beträgt 0,21 €/kWh. Der Haushaltsstrom wird davon unabhängig weiterhin über den vorhandenen Hausstromanschluss aus dem Netz bezogen.

Brennstoffzellenheizgerät

Der Gas-Niedertemperaturkessel wird durch ein neues Brennstoffzellenheizgerät ersetzt. Die Kosten dafür belaufen sich auf 20.000 Euro. Das Brennstoffzellenheizgerät besteht aus einer Brennstoffzelle zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung (0,75 kW elektrische und 1 kW thermische Leistung). Ein zusätzlich in das Heizgerät integrierter, mit Erdgas betriebener Brennwertkessel stellt die fehlende Wärme zur Beheizung des Gebäudes und zur Trinkwassererwärmung bereit. Das Brennstoffzellenheizgerät wird mit Erdgas aus dem Gasnetz betrieben. Der von der Brennstoffzelle erzeugte Strom wird zu 70 % im Haus eigenverbraucht. Dadurch muss weniger Strom aus dem

Netz bezogen werden. Der von der Brennstoffzelle erzeugte und nicht eigenverbrauchte Strom wird in das Netz eingespeist.

Die Energiekosten setzen sich in allen drei Fällen aus den Anschaffungskosten des Heizgerätes, den Erdgasbezugskosten sowie den Kosten für extern bezogenen Haushaltsstrom zusammen. Für die Brennstoffzellenheizung bedeutet dies: Die Kosten für extern bezogenen Haushaltsstrom sinken durch den eigen erzeugten Strom. Dem steht jedoch ein erhöhter Erdgasverbrauch gegenüber.

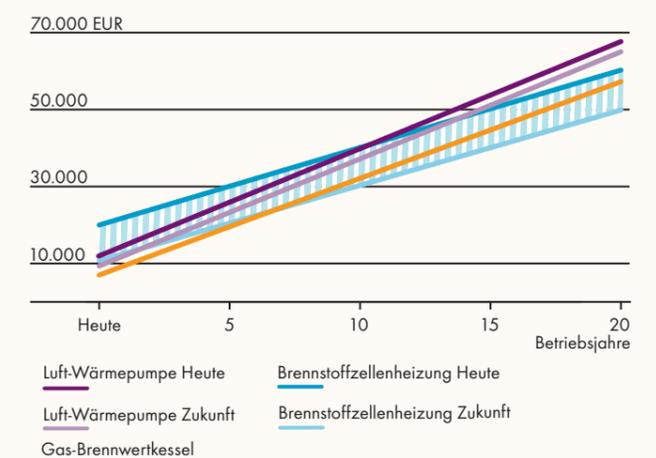
Die Abbildung 24 zeigt die laufzeitabhängigen Heiz- und Stromkosten in Euro, das heißt die Kosten für Geräteanschaffung sowie Gas- und Strombezug (Y-Achse) und für die drei Heizungsoptionen über 20 Betriebsjahre (X-Achse). In der Berechnung sind keine Förderungen für Heizgeräte sowie mögliche Steuerbefreiungen oder Einspeisevergütungen für den Strom berücksichtigt.

Aufgrund der niedrigen Anschaffungskosten sind die Hausenergiekosten für den Fall Gasbrennwertkessel am niedrigsten. Die Anschaffungskosten der Brennstoffzellenheizung sind die höchsten. Wegen des hohen Anteils eigenverbrauchten Stroms weist sie jedoch die geringsten laufenden Brennstoff- und Stromkosten auf. Immerhin wäre die Brennstoffzellenheizung nach knapp 10 Betriebsjahren günstiger als eine elektrische Wärmepumpe.

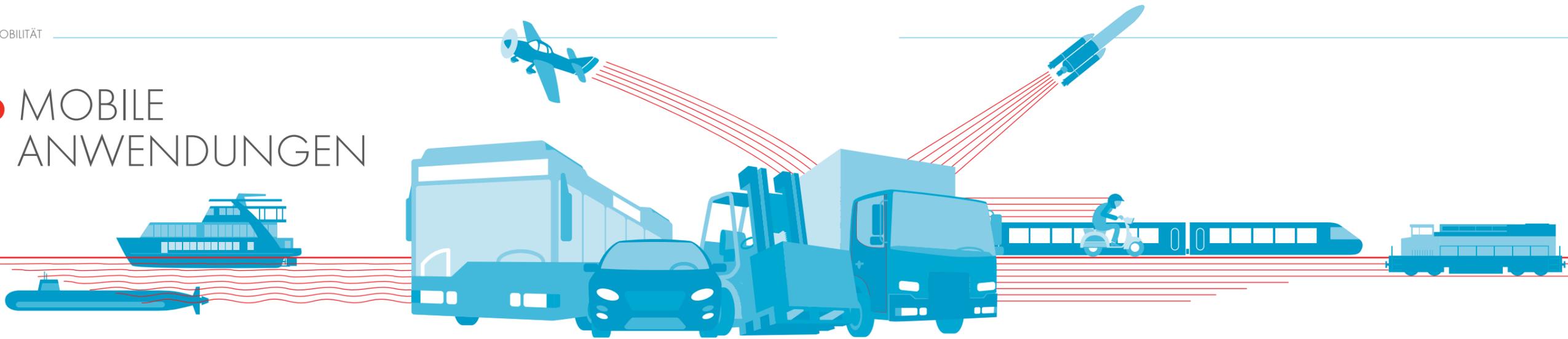
Sinken die Anschaffungskosten einer Brennstoffzellenheizung – etwa aufgrund sinkender Produktionskosten oder durch direkte Zuschüsse wie in Japan – würde die Brennstoffzellenheizung schon nach wenigen Jahren sogar günstiger als die Gasbrennwertheizung.

Grundsätzlich gilt: je höher die Spreizung zwischen Strom- und Gaspreis und je höher die Eigenstromnutzung, desto schneller rechnet sich eine Brennstoffzellenheizung.

24 HAUSENERGIEKOSTEN IM VERGLEICH



6 MOBILE ANWENDUNGEN



Wasserstoff kann als Energiequelle für mobile Zwecke eingesetzt werden. H₂ kann im internen Verbrennungsmotor, dem heute dominanten Energiewandler im Straßenverkehr, eingesetzt werden. Die für die Zukunft der Energie- und Mobilitätswirtschaft wichtigste Kombination besteht jedoch aus dem Energiewandler Brennstoffzelle und dem Energieträger Wasserstoff.

Im Folgenden werden die wichtigsten technischen Grundlagen für den Einsatz von Wasserstoff und Brennstoffzellen im Mobilitätssektor, und zwar jeweils für die einzelnen Verkehrsmittel untersucht. Im Vordergrund des Interesses steht dabei der Stand der

Technologieentwicklung; denn eine ausreichende Technologiereife von Brennstoffzellentechnik ist zwar nicht hinreichende, aber notwendige Voraussetzung für den Markterfolg in den jeweiligen mobilen Anwendungsbereichen.

Die Technologiepotenziale werden jeweils vor dem Hintergrund verkehrsmittelspezifischer Anforderungen, diesbezüglicher Vor- und Nachteile für die Kombination Brennstoffzelle/Wasserstoff sowie relevanter alternativer Antriebs-Kraftstoff-Kombinationen diskutiert. Es folgt eine abschließende Synopse der technologischen Reife mit Ausblick auf die jeweiligen Einsatzpotenziale.

Schwerpunkt der Diskussion sind Stand und Perspektiven von H₂ und Brennstoffzellensystemen für den Antrieb von Verkehrsmitteln. Die Ausnahme bildet die Raumfahrt, die sowohl historisch als auch technisch als Keimzelle der H₂- und Brennstoffzellentechnikentwicklung angesehen werden kann.

6.1 ANWENDUNGSOPTIONEN

Die Anwendungsoptionen von Wasserstoff als Antriebsenergie lassen sich zum einen in Abhängigkeit von der chemischen Form oder Bindung von Wasserstoff unterscheiden, zum anderen durch den Energiewandler, durch den die im Wasserstoff gespeicherte Energie verfügbar gemacht wird.

Bei der **direkten Nutzung** wird (reiner) molekularer Wasserstoff (H₂) von den Verkehrsmitteln unmittelbar, das heißt ohne weitere Umwandlung, als Energiequelle genutzt. Dabei kann Wasserstoff zum einen in Verbrennungskraftmaschinen, zum anderen in Brennstoffzellen(systemen) eingesetzt werden.

Bei der **indirekten Nutzung** wird Wasserstoff für die Herstellung von Endenergieträgern genutzt bzw. durch weitere Konversionsschritte in gasförmige oder flüssige Kraftstoffe mit Wasserstoffanteilen umgewandelt. Solche PtG- und PtL-Kraftstoffe können dann wiederum in Wärmekraftmaschinen eingesetzt werden. Der Einsatz in Brennstoffzellen wäre (teilweise) – unter Einsatz eines Reformers – ebenfalls mög-

lich; er ist technisch-wirtschaftlich aber nicht sinnvoll.

Bis in die jüngere Vergangenheit hinein wurde Wasserstoff als aussichtsreiche Kraftstoffalternative für Verbrennungsmotoren betrachtet. Zum einen sind Wärmekraftmaschinen grundsätzlich mehrstofffähig; das heißt, sie können unterschiedliche flüssige und gasförmige Kraftstoffe verarbeiten. Zum anderen ist Wasserstoff aufgrund seiner stofflichen und verbrennungstechnischen Eigenschaften sehr gut für eine Verwendung in Verbrennungsmotoren geeignet. So erlauben der weite Zündbereich und die hohe Flammgeschwindigkeit verbesserte verbrennungsmotorische Wirkungsgrade. Ein weiterer Vorteil von Wasserstoff als Brennstoff liegt in der kohlenstofffreien Verbrennung und den deutlich reduzierten Luftschadstoffemissionen gegenüber Kohlenwasserstoffen.

Bis vor etwa zehn Jahren wurden Busse, Kleintransporter und Pkw als Prototypen und Kleinserienfahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotor entwickelt. Dabei wurden unterschiedliche Motorenkonzepte und Gemischbildungsstrategien erprobt. Bei den Pkw und Pkw-ähnlichen Fahrzeugen

handelte es sich ausschließlich um fremdgezündete Antriebe. Teilweise konnten diese sogar bivalent mit Ottokraftstoff betrieben werden. Ein Nachteil verbrennungsmotorischer H₂-Verwendung bleibt jedoch, dass anders als bei Brennstoffzellensystemen der Wirkungsgrad der heißen H₂-Verbrennung nicht grundsätzlich höher ausfällt als derjenige konventionell betriebener Otto- und Dieselmotoren (Eichlseder/Klell 2014).

Deshalb und auch wegen des technischen Fortschrittes in der mobilen Brennstoffzellentechnik wird heute im Mobilitätsbereich praktisch nur noch die kalte Verbrennung in Brennstoffzellensystemen verfolgt. Dabei kann die in Brennstoffzellen aus Wasserstoff erzeugte elektrische Energie einerseits zum Antrieb von Fahrzeugen bzw. Verkehrsmitteln eingesetzt werden. Meist kleinere Brennstoffzellen können aber auch Strom für Neben- oder Hilfsaggregate von Fahrzeugen oder Verkehrsmitteln bereitstellen. In Frage kommt dies vor allem bei größeren Verkehrsmitteln wie etwa Schiffen oder Flugzeugen, die teilweise erheblichen Energie- bzw. Strombedarf für ihre Nebenaggregate haben.

RAUMFAHRT

In der Raumfahrt hat der Einsatz von Wasserstoff – zum einen als Treibstoff, zum anderen als Lieferant für Bordenergie von Raumschiffen – eine lange Tradition. Seit den 1950er/1960er Jahren wird kryogener flüssiger Wasserstoff (LH₂) als Raketentreibstoff (rocket propellant) und Energiespeicher für die Bordversorgung genutzt. Die in der Raumfahrt eingesetzten Antriebs- und Versorgungssysteme müssen dabei hohe Anforderungen an Robustheit, Leistungsfähigkeit und Sicherheit erfüllen.

Für H₂ als Raketentreibstoff muss ein Oxidationsmittel mitgeführt werden, da im Welt- raum kein atmosphärischer Sauerstoff zur Verfügung steht. Meist handelt es sich um tiefgekühlten flüssigen Sauerstoff (LOX, Liquid Oxygen). Treibstoff und Oxidationsmittel werden in getrennten Tanks gespeichert. Zur Verbrennung werden Treibstoff und Oxidationsmittel über Pumpen in einer Brennkammer zusammengeführt, gemischt und durch eine Zündquelle entzündet („kontrollierte Knallgasreaktion“). Bei der Verbrennung des Gasgemisches entsteht große Hitze. Durch die Ausdehnung der

Reaktionsprodukte und ihren Ausstoß über eine Düse wird Schub erzeugt, der letztendlich für den Raketenvortrieb sorgt.

Der Raketentreibstoff LH₂/LOX ist in der Raumfahrt vielfach erprobt und besitzt eine hohe technische Reife. Er hat den großen Vorteil, dass er nicht nur leicht ist, sondern durch seine hohe Austrittsgeschwindigkeit von über 4.000 m/s (im Vakuum) auch einen hohen spezifischen Impuls erzeugt. Außerdem ist die Treibstoffkombination LH₂/LOX auch ökologisch vorteilhaft, da sie hauptsächlich zu Wasser verbrennt.

Aufgrund ihrer Vorteile im Weltraum werden LH₂/LOX vor allem für die Ober- und Hauptstufen von Raketenantrieben genutzt. So führen die Haupt- und Oberstufe der europäischen Trägerrakete Ariane 5 insgesamt etwa 185 Tonnen LH₂/LOX mit sich, um bis zu etwa 20 bzw. 10 Tonnen Nutzlast in eine niedrigere oder höhere Erdumlaufbahn zu befördern (Airnespace 2016).

Günstigere Alternativen zu LH₂/LOX sind zum einen Festbrennstoffe, zum anderen

Flüssigbrennstoffe – wie Rocket Propellant-1 (RP-1), ein hoch raffiniertes leichtes Mitteldestillat aus der Jet-Fuel-Familie (JP-4). Flüssige Kohlenwasserstoffe (RP-1) oder feste Raketentreibstoffe weisen eine höhere volumetrische Dichte als Wasserstoff auf, was sich vorteilhaft auf die Größe der Treibstofftanks auswirkt. Zudem sind sie meist günstiger und einfacher zu handhaben als Wasserstoff. Allerdings ist ihr spezifischer Impuls deutlich geringer und bei der Verbrennung entstehen anders als bei Wasserstoff in Kombination mit Sauerstoff auch Treibhausgase sowie Luftschadstoffe, die teilweise – im Falle von Festbrennstoffraketen – auch giftige Stoffe enthalten.

Außer als Raketentreibstoff wird Wasserstoff in der Raumfahrt seit mehr als vierzig Jahren in Brennstoffzellen eingesetzt. Dabei handelt es sich hauptsächlich um alkaline Brennstoffzellen (AFC), die mit dem ohnehin für Antriebszwecke mitgeführten flüssigen Wasserstoff und Sauerstoff betrieben werden. Sie liefern sowohl Strom und Wärme als auch Wasser für die Bordsysteme von Raumschiffen.

RAUMFAHRT AUF EINEN BLICK

Marktreife	Seit den 1950er/60er Jahren als Raketentreibstoff etabliert – mit hoher Zuverlässigkeit. Kleiner „Markt“ für Träger-Raketen mit wenigen Anwendungen.
Anforderungen	Zuverlässige und leistungsfähige Technik.
Vorteile	Hoher spezifischer Impuls; saubere Verbrennung.
Nachteile	Kühlung (tiefkalt); große Tankvolumina; hohe Pumpenleistung.
Alternativen	Flüssigtreibstoffe (RP-1), gasförmige Treibstoffe (Methan) oder Festtreibstoffe.

LUFTFAHRT



In der zivilen Luftfahrt werden mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen ähnlich wie schon länger in der Raumfahrt als Energielieferanten für Flugzeuge gesehen. So können Brennstoffzellenmodule als Notstromaggregate oder als Hilfsaggregat (**Auxiliary Power Unit**) das Bordnetz mit elektrischem Strom versorgen. Weitergehende Konzepte sehen das Starten des Haupttriebwerks sowie den Bugdrantrieb für Flugfeldbewegungen von Verkehrsflugzeugen (Nose Wheel Drive) vor.

Da Brennstoffzellen im Vergleich zu Flugzeugtriebwerken vergleichsweise effizient

Strom herstellen, können im Bodenbetrieb sowohl Flugtreibstoff eingespart als auch Emissionen reduziert werden. Multifunktionelle Brennstoffzellen können darüber hinaus zur Wasserversorgung, Luftbefeuchtung und Inertisierung von Treibstoffen beitragen (Renouard-Valleta et al. 2012).

Die Ideen und Konzepte für Wasserstoff in der Luftfahrt reichen bis zur Unterstützung bzw. zum vollständigen Antrieb des Flugbetriebs. Vereinzelt wurden in der Vergangenheit einzelne Strahltriebwerke mit Wasserstoff getestet. In der jüngeren Vergangenheit wurde das **elektrische Fliegen** durch einige kleinere Demonstrationsflugzeuge – in der Größe von unbemannten

Drohnen, Motorseglern oder kleinen Sportflugzeugen mit einer Masse von bis zu 1,5 Tonnen – forciert (DLR 2015).

Diese Klein- und Klein-Propellerflugzeuge waren mit PEM-Brennstoffzellen und Lithium-Batterien für den Antrieb ausgestattet. Die speziell angefertigten Elektroflieger konnten die grundsätzliche Machbarkeit von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen im Flugbetrieb auf kürzeren Strecken zeigen. Die Anwendung von Brennstoffzellentechnik als einziger oder Hauptantrieb und -treibstoff für vollwertige Verkehrsflugzeuge im nationalen und internationalen Flugverkehr ist heute jedoch noch nicht abzusehen.

LUFTFAHRT AUF EINEN BLICK

Marktreife	Demonstrationsprojekte für Bordversorgung. Erste Klein(st)flugzeuge konnten Machbarkeit elektrischen Fliegens zeigen. Einsatz in größeren Verkehrsflugzeugen noch nicht abzusehen.
Anforderungen	Hohe Zuverlässigkeit im Flugbetrieb; platz- und gewichtsparende Speicherung.
Vorteile	Effizienter Energiewandler und sauberer Treibstoff; Multifunktionalität.
Nachteile	Großes Speichervolumen, deutlich teurer als fossile Treibstoffe.
Alternativen	Düsentriebwerke mit Flugturbinentreibstoff (Jet A1), paraffinische Treibstoffe (wie GTL); Kolbenmotoren mit Flugbenzin.

NAUTISCHE ANWENDUNGEN



In der Schifffahrt werden heute nahezu ausschließlich Dieselmotoren eingesetzt. Dabei nutzen Seeschiffe entweder Schweröl oder Marinediesel als Treibstoff, Binnenschiffe – etwa in der EU – handelsüblichen Dieselmotoren. Die bislang einzig relevante Antriebsalternative für die Schifffahrt sind mit verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) betriebene Schiffe.

Brennstoffzellen werden zurzeit – ähnlich wie in der Luftfahrt – als Energielieferanten für die **Bordversorgung** erprobt, wobei der Funktionsnachweis von Brennstoffzellenmodulen unter maritimen Bedingungen gelungen ist (e4ships 2016). Brennstoffzellen arbeiten gerade im Teillastbereich sowie durch die Möglichkeit der Kraft-Wär-

me-Kopplung effizienter als vergleichbare Diesellaggregate. In Häfen können die Luftschadstoff- und Geräuschemissionen reduziert werden. Oftmals werden die Brennstoffzellen nicht mit Wasserstoff, sondern anderen Treibstoffen, darunter Methanol, Erdgas oder Dieselmotoren betrieben. Diese bieten die Vorteile höherer Verfügbarkeit und/oder einfacherer Speicherung. Sie werden außerdem mit Hilfe von internen oder externen Reformern in Wasserstoff umgewandelt.

Der Einsatz von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen für den Schiffsantrieb befindet sich dagegen noch in einer frühen Konzept- bzw. Erprobungsphase – mit Anwendungen auf kleineren Passagierschiffen,

Fähren oder Sportbooten. Als vielversprechendste Brennstoffzellentypen für nautische Anwendungen werden einerseits die Nieder- und Hochtemperatur-Brennstoffzelle (PEMFC), andererseits die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) gesehen (EMSA 2017).

Allerdings wurden bislang noch keine Brennstoffzellen auf große Handelsschiffe dimensioniert und angewendet. Außerdem sind Antrieb und Kraftstoff im Vergleich zum effizienten langsamlaufenden Schiffsdiesel, der mit Schweröl betrieben wird, noch deutlich zu teuer. Zudem erforderte der Einsatz gasförmiger Treibstoffe (wie Wasserstoff) noch die Erarbeitung internationaler technischer Standards (Würsig/Marquardt 2016).

Eine Nischen-Anwendung von Brennstoffzellen sind **U-Boote**. So werden in U-Booten schon lange Elektrolyseure eingesetzt, um Sauerstoff für die Atemluft zu erzeugen. Mit Brennstoffzellen betriebene U-Boote wurden insbesondere in den USA und

Deutschland entwickelt. Die in Deutschland entwickelten U-Boote nutzen PEM-Brennstoffzellen und Metallhydridspeicher. Im Hinblick auf submarine Anwendungen zeichnen sich Brennstoffzellen unter anderem durch geringe Lärmemissionen, nied-

rige Betriebstemperaturen sowie außenluftunabhängige Operation aus. Allerdings ist der „Markt“ für U-Boote sehr klein und wird auch in Zukunft nicht über die Größenordnung einer Nische hinauswachsen.

NAUTISCHE ANWENDUNGEN AUF EINEN BLICK

Marktreife	Anwendung Brennstoffzellen für Bord-Energieerzeugung in Erprobung. Konzepte für Antrieb von kleinen Schiffen/Booten; Antrieb kommerzielle Seeschifffahrt nicht abzusehen.
Anforderungen	Geringe Emissionen, bei gleichzeitig niedrigen Antriebs-/Kraftstoffpreisen.
Vorteile	Höhere Effizienz, weniger Emissionen.
Nachteile	Teure Antriebstechnik und Kraftstoff.
Alternativen	Dieselmotor mit Schweröl, Marinediesel, Dieselmotoren; Gasturbine mit LNG.

SCHIENE / HYDRAIL



Die Hauptantriebsquellen für Schienenfahrzeuge sind entweder Dieselantriebe (dieselelektrisch, dieselhydraulisch) oder rein elektrisch. Die Energieintensität von Elektrolokomotiven ist rund halb so hoch wie der von Dieselschienenfahrzeugen (IEA/UIC 2015). Eine zunehmende Strecken-Elektrifizierung in Verbindung mit einer Dekarbonisierung der Schienenstromerzeugung wäre folglich eine mögliche Energie- und Klimastrategie für die Schiene.

In einigen Weltregionen ist der Anteil von Elektrotraktion bereits hoch. In Europa und Asien werden Elektrifizierungsanteile von 60 bis 80% erreicht, im EU28-Durchschnitt sind es rund 60%. Weltweit liegt der Anteil elektrifizierter Schienenwege jedoch bei nur rund einem Drittel. In Indien sind über 50%, in China rund 40%, in Afrika gut 20%, in Nordamerika aber nur wenige Prozent der Schienenwege elektrifiziert (IEA/UIC 2015).

Bei Elektroloks erfolgt die Stromversorgung mit Antriebsenergie über stationäre Stromleiter (Oberleitungen, Stromschienen) sowie Stromabnehmer an den Fahrzeugen. Allerdings können – aus technischen, wirtschaftlichen oder anderen Gründen – nicht alle Bahnstrecken elektrifiziert werden. Vor allem bei Strecken mit geringem Transportaufkommen lassen sich die hohen

Vorab-Investitionen, die für eine Streckenelektrifizierung erforderlich sind, nicht immer rechtfertigen. Weiterhin sind Oberleitungen im Rangierbetrieb nicht möglich, wenn dort zugleich Transportgüter gekrant werden sollen. Unter Tage müssen Traktionsfahrzeuge dagegen emissionsfrei fahren.

Eine zusätzliche Alternative können Schienenfahrzeuge bieten, die H₂ als Energiespeicher und Energiequelle nutzen. Brennstoffzellenbetriebene Schienenfahrzeuge kombinieren den Vorteil emissionsfreien Fahrens mit dem Vorteil niedriger, dem Dieselmotor vergleichbarer Infrastrukturkosten.

Zur Abgrenzung von Wasserstoff-basierten Schienenfahrzeugen hat man den Kunstbegriff **Hydrail** als Kurzform von Hydrogen Rail geschaffen. Hydrail-Anwendungen sind dort denkbar, wo eine Elektro-Schieneninfrastruktur nicht aufzubauen ist oder emissionsfrei gefahren werden muss.

Bislang wurden zwei Arten brennstoffzellenbetriebener Schienenfahrzeuge entwickelt bzw. erprobt: zum einen Rangierloks, zum anderen Triebwagen für den öffentlichen Schienenpersonen(nah)verkehr. Schwere Loks für den Schienengüter(fern)verkehr fahren entweder vollelektrisch, dieselelektrisch oder dieselhydraulisch.

Bei den Rangierloks handelte es sich vorwiegend um Einzelanfertigungen oder Umrüstungen von Dieselloks. Darüber hinaus wurden einzelne Rangierloks für Transportzwecke unter Tage im Bergbau ausgerüstet und eingesetzt.

Für leichte Schienenfahrzeuge gibt es in Norddeutschland eine geförderte Teststrecke für regionale Brennstoffzellen-Züge; bis 2021 sollen in verschiedenen Regionen Deutschlands 50 Nahverkehrszüge in Betrieb genommen werden (Ernst & Young et al. 2016). Zudem wurde in China eine brennstoffzellenbetriebene Straßenbahn – auch Hydrogen Trolley oder **Hydrorolley** genannt – entwickelt, die in der chinesischen Küstenstadt Qingdao eine Tramlinie bedient. Weitere Straßenbahnstrecken befinden sich in der Planung.

Leichte Schienenpersonenfahrzeuge legen häufig pro Tag begrenzte Strecken zurück, wofür sie keinen sonderlich großen Energiespeicher benötigen. Die noch relativ teure Kombination aus Brennstoffzelle und Wasserstofftank an Bord kann sich dadurch rechnen, dass die Kosten für die Errichtung und den Unterhalt von Oberleitungen vermieden werden. Perspektivisch könnte auch Infrastruktur gemeinsam mit Brennstoffzellenbussen genutzt werden.

SCHIENE/HYDRAIL AUF EINEN BLICK

Marktreife	Bislang Demonstrations-Projekte für leichte Schienenfahrzeuge (auf Basis Bustechnik). Diverse Rangierloks als Pilotprojekte/Einzelanfertigungen.
Anforderungen	Ausreichend zuverlässige H ₂ -Versorgung.
Vorteile	Geringere Infrastrukturkosten (keine Oberleitungen/Stromschienen); (lokal) emissionsfreies Fahren, in Abhängigkeit von H ₂ -Herstellung.
Nachteile	Antrieb teurer; zusätzlicher Tankraum.
Alternativen	Diesel(-elektrisch/-hydraulisch) mit Diesel- oder PtX-Kraftstoffen; Elektro-Traktion.

FLURFÖRDERZEUGE (GABELSTAPLER/SCHLEPPER)



Ein weiteres Einsatzgebiet für den Einsatz von Brennstoffzellentechnik sind Flurförderzeuge. Flurförderzeuge können auf dem Boden ohne ein Schienensystem betrieben werden. In der Regel handelt es sich dabei um Gabelstapler (Forklifts) und Schlepper (Tow Trucks), die in der Intralogistik, also zur Bewältigung innerbetrieblicher Materialflüsse im Rahmen des Material Handlings eingesetzt werden. Oftmals verrichten Flurförderzeuge Transportleistungen in geschlossenen Räumen, zum Teil aber auch im Freien – zum Beispiel an Flughäfen. Weltweit werden mehr als 10 Millionen Flurförderzeuge täglich eingesetzt; dabei wächst der Fahrzeugbestand stark (Günthner/Micheli 2015).

Flurförderzeuge werden sowohl elektrisch als auch verbrennungsmotorisch angetrieben. Bei elektrischen Antrieben für den Indoor-Einsatz kommen vielfach noch Blei-Säure-Batterien zum Einsatz. Verbren-

nungsmotorische Flurförderzeuge sind oftmals emissionsarme Gasfahrzeuge (Flüssiggas) oder Benzin- bzw. Dieselfahrzeuge.

Brennstoffzellen-Flurförderzeuge eignen sich besonders für den Indoor-Betrieb, weil sie keine lokalen Schadstoffemissionen und nur geringe Lärmemissionen verursachen. Gegenüber batteriebetriebenen Flurförderzeugen besitzen H₂-Fahrzeuge Vorteile beim Betanken. Statt eines Batterietausches kann innerhalb von zwei bis drei Minuten getankt werden. Der Flächenbedarf sowie der Aufwand für Wartung und Reparatur sind geringer. Brennstoffzellen-Flurförderzeuge erlauben einen weitgehend unterbrechungsfreien Einsatz und bieten sich daher insbesondere für den Mehrschicht-Flottenbetrieb im Material Handling an (FCTO 2014b). Bei größeren Flurförderzeugflotten im Mehrschichteinsatz können gegenüber Batterietechnik (moderate) Kostenreduktionen erreicht und zusätzlich

die Produktivität im Material Handling erhöht werden (NREL 2013a).

Auf dem Weg zur Kommerzialisierung stellen Flurförderzeuge für das Material Handling eine frühe Marktanwendung von Brennstoffzellentechnik dar. Die größte H₂-Förderzeugflotte fährt heute in den USA. Vielfach gefördert, sind in den USA zurzeit rund 11.000 H₂-Geräte bei einer durchschnittlichen Flottengröße von über 100 Einheiten im Einsatz. In Europa befinden sich bislang ca. 140 Brennstoffzellenflurförderzeuge in Betrieb. Um die Kommerzialisierung auch hier voranzutreiben, sollen im Rahmen des HylIFT-Europe Projektes weitere 200 brennstoffzellenbetriebene Material Handling-Fahrzeuge in Kleinflotten an 10 bis 20 ausgewählten Standorten in Umlauf gebracht werden. In Asien gibt es bislang nur in Japan Prototypen (FCTO 2016; Landinger 2016).

FLURFÖRDERZEUGE AUF EINEN BLICK

Marktreife	Mehr als 11.000 Brennstoffzellenfahrzeuge in Nordamerika, größere Demonstrationsflotten in Europa; Prototypen in Japan.
Anforderungen	H ₂ -Versorgung (gegebenenfalls Outdoor) größere Fahrzeugflotten, Mehrschichteinsatz.
Vorteile	Kontinuierlicher Betrieb, hohe MH-Produktivität, (lokal) emissionsfreies Fahren.
Nachteile	Antrieb leichter, erfordert Zusatzgewichte.
Alternativen	BEV (Indoor); Gas, Benzin, Diesel (Outdoor).

BUSSE



Im Hinblick auf den Straßenverkehr sind Busse des öffentlichen Nahverkehrs das am besten erprobte Einsatzfeld für Wasserstoff und Brennstoffzellen. Seit Anfang der 1990er Jahre wurden und werden weltweit – vor allem in Nordamerika, Europa sowie zunehmend auch in Asien – mehrere hundert Busse mit Wasserstoff betrieben.

Nachdem Wasserstoff zunächst noch in Bussen mit Verbrennungsmotoren eingesetzt wurde, setzen die Busentwickler heute praktisch nur noch auf Brennstoffzellenbusse (FCEB, Fuel Cell Electric Buses). Der Einsatz von FCEB-Kleinflotten wird vor allem in urbanen Zonen gefördert, um so einen Beitrag zur Technologieentwicklung sowie zur Luftreinhaltungspolitik zu leisten.

Brennstoffzellenbusse haben inzwischen eine hohe technische Reife erlangt. Allerdings werden sie noch nicht in Serie gefertigt. Aufgrund geringer Stückzahlen waren sie bislang mit rund 1 Mio. Euro noch deutlich teurer als Standarddieselbusse, die etwa 250.000 Euro kosten. Auch konnten die Wartungskosten deutlich reduziert und

die verlässlichen Einsatzzeiten erhöht werden (Hua et al. 2013).

In Abhängigkeit von den jährlichen Produktionszahlen sollen die FCEB-Herstellkosten in künftigen Projekten jedoch noch weiter gesenkt werden. Die Herstellkosten sollen für 12-Meter-Busse bis 2020 auf ca. 650.000 Euro sinken und bis 2030 auf etwa 350.000 Euro und damit in Reichweite von Dieselhybridbussen kommen (RB 2015; Klingenberg 2016).

Moderne Brennstoffzellenbusse beziehen ihre Energie aus meist zwei Brennstoffzellenstacks, die jeweils etwa 100 kW leisten. Sie besitzen zusätzlich eine kleinere Traktionsbatterie und können Bremsenergie rekuperieren. Außerdem führen sie ca. 30 bis 50 kg Druckwasserstoff mit sich. Einige batterieelektrische Busmodelle haben wiederum große Traktionsbatterien und nur kleine Brennstoffzellenstacks, die als Range Extender genutzt werden.

Brennstoffzellenbusse erreichen inzwischen Reichweiten von 300 bis 450 km und bie-

ten somit im täglichen Betrieb nahezu ähnliche Flexibilität wie Dieselbusse. Während ältere Stadtbusse teilweise noch deutlich über 20 kg Wasserstoff (statt 40 Liter Diesel) pro 100 km konsumierten, verbrauchen neuere Brennstoffzellenbusse inzwischen nur 8 bis 9 kg auf 100 km, woraus sich ein energetischer Effizienzvorteil von FCEB von etwa 40% gegenüber Dieselbussen ergibt.

Zur Marktentwicklung sind Demonstrationsprojekte mit Großflotten im Dauereinsatz geplant. So soll der FCEB-Bestand in Europa bis 2020 von 90 auf 300 bis 400 ausgebaut werden. Auch in China sind erste Großflotten angekündigt (RB 2015).

Der Einsatz von Brennstoffzellen und Wasserstoff in Stadtbusen hat wesentlich zur technisch-wirtschaftlichen Entwicklung dieser Antriebstechnologie im Straßenverkehr beigetragen. Die Anwendung von Brennstoffzellentechnologie und Wasserstoff in Bussen wird daher auch als Vorlage und insofern transferierbar auf andere Nutzfahrzeuge gesehen (ARB 2015).

BUSSE AUF EINEN BLICK

Marktreife	In einer Vielzahl von Kleinflotten weltweit (Europa, Nordamerika, Asien) erprobte Technologie, größere Projekte mit mehreren hundert Bussen in Planung; zurzeit nur in öffentlich geförderten Verkehrsprojekten, Studien zum kommerziellen Einsatz (CFCP 2013; RB 2015).
Anforderungen	Flexibler, zuverlässiger Einsatz im Linienverkehr mit geringen Stillstandszeiten (für Betankung/Aufladung); möglichst keine Platz- und Gewichtseinschränkungen bei der Personenbeförderung.
Vorteile	Reichweite 300 bis 450 km, keine öffentliche Infrastruktur für Stadtbusse erforderlich, für Reisebusse Reichweite noch zu gering; keine Luftschadstoffe, geringe Geräuschemissionen, wenig Zusatzgewicht durch Wasserstofftanks.
Nachteile	Fahrzeuge noch deutlich teurer als Referenztechnologie Dieselbus.
Alternativen	Gasbusse, Dieselhybridbusse, Elektrobusse.

LKW UND LEICHTE NUTZFAHRZEUGE



Lkw werden nahezu ausschließlich mit Dieselantrieben ausgestattet; das gilt insbesondere für die im Straßengüterfernverkehr eingesetzten schweren Lkw. Lediglich im Bereich leichter Nutzfahrzeuge werden alternative Antriebe und Kraftstoffe – dar-

unter vor allem Gasfahrzeuge (CNG und LPG) – eingesetzt, allerdings auch hier bisher nur zu geringen Teilen. Aufgrund zu geringer Leistung und/oder Reichweite konnten Elektroantriebe bislang noch keine relevanten Stückzahlen bei Lkw erreichen.

Für die Zukunft wird jedoch bei leichten Nutzfahrzeugen und kleineren Lkw eine allmähliche Hybridisierung/Elektifizierung erwartet (Shell 2016). Bei den Lkw gibt es bislang in Kalifornien und Deutschland erst sehr wenige öffentlich geförderte

Fahrzeuge, die ihre Antriebsenergie aus wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen beziehen.

Prinzipiell kann beim Einsatz von Brennstoffzellen in kleinen bis mittleren Güterverkehrsfahrzeugen auf die langjährigen Erfahrungen und Konzepte in Bus-Anwendungen zurückgegriffen werden. Meist sind die Prototypen leichte bis mittelschwere Lkw, die wegen ihrer geringen Lärmemissionen und Schadstofffreiheit in urbanen Lieferverkehren eingesetzt werden sollen. Dabei handelt es sich in der Regel grundsätzlich um

batterieelektrische Fahrzeuge, die zur Verlängerung der Reichweite mit einer Brennstoffzelle als Range Extender ausgestattet sind.

Im Straßengüterfernverkehr, also für 40-Tonner in der EU bzw. Class 7/8 Trucks in den USA, ist der Einsatz von Brennstoffzellen noch nicht abzusehen. Zunächst einmal müssten Fahrzeuge der Leistungsklasse 300 bis 350 kW im Dauereinsatz auf der Langstrecke erprobt werden. Als Voraussetzungen für einen Einsatz im Straßengüterfernverkehr werden die Minimierung von

Ladevolumenverlusten, wettbewerbsfähige Kraftstoffpreise, möglichst hohe Reichweiten sowie eine ausreichende Tankstelleninfrastruktur gesehen (ARB 2015; Wietschel et al 2016).

Schließlich wird der Einsatz von Brennstoffzellen auch zur Versorgung von Nebenverbrauchern diskutiert. Hierbei wandeln Reformer Dieselkraftstoff in Wasserstoff um, der von entsprechend dimensionierten Brennstoffzellen zum Betrieb von Kühlanlagen und Ähnlichem vergleichsweise effizient und emissionsarm bzw. -frei genutzt wird.

LKW UND LEICHTE NUTZFAHRZEUGE AUF EINEN BLICK

Marktreife	Fahrzeuge vor allem in den USA (ca. 50) sowie Einzelstücke in Deutschland/EU. Konzepte und Prototypen für kleinere Lkw in urbanen Zonen.
Anforderungen	Platzsparende H ₂ -Speicherung; verlässliche Versorgung; Wirtschaftlichkeit.
Vorteile	Höhere Effizienz, emissionsfreier Antrieb.
Nachteile	Teure Antriebstechnik/Kraftstoff; weniger Reichweite als Diesel; geringe Tankstellendichte.
Alternativen	Dieselfahrzeuge; LNG/CNG sowie batterieelektrische Nfz (BEV).

MOTORRÄDER



Als frühe kommerzielle Anwendung mobiler Brennstoffzellentechnik im motorisierten Individualverkehr galten lange Zeit Leichtkrafträder. Motorroller und kleinere Motorräder sind insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern Zeichen für eine zunehmende Motorisierung. Mit fossilen Kraftstoffen betriebene Zwei- oder Viertakt-Motoren führen allerdings zu erhöhten Luftschadstoff- und Geräuschemissionen in den Ballungsräumen. Elektrische Motorroller und Motorräder bieten demgegenüber

den Vorteil lokal emissionsfreien Fahrens. In der Vergangenheit litten sie jedoch unter der geringen Speicherdichte und damit Reichweite von Batterien. Aufgrund technischen Fortschritts in der Batterietechnik können heute aber oft die typischen Tagesfahrleistungen in Städten abgedeckt werden. In den vergangenen zwei Jahrzehnten gab es eine ganze Reihe von Zweirad-Prototypen, die mit unterschiedlichen Brennstoffzellentypen und Speichersystemen ausgerüstet wurden. Die kommerzielle Realisierung

von Brennstoffzellen-Krafträdern scheiterte jedoch zum einen an den höheren Anschaffungs-/Unterhaltskosten sowie der unzureichenden Wasserstoffversorgung (Wing 2012). Zum anderen kann Batterietechnik die moderaten Leistungsanforderungen von Elektrofahrrädern und Kleinkrafträdern in innerstädtischen Pendelverkehren inzwischen meist abdecken. So gibt es nur noch wenige aktuelle Prototypen, darunter als Serienfahrzeug ein Motorroller mit gesamt-europäischer Zulassung (Suzuki 2011).

MOTORRÄDER AUF EINEN BLICK

Marktreife	Bislang nur Prototypen; galt als frühe kommerzielle Anwendung. Künftig Wasserstoff zur Reichweitenverlängerung schwerer Krafträder.
Anforderungen	Geringe Anschaffungs-/Unterhaltskosten; ausreichend Reichweite; einfache Speicherung.
Vorteile	Brennstoffzellen-Kraftrad fährt emissionsfrei und geräuscharm. Erhöhte Reichweite gegenüber reinen E-Krafträdern.
Nachteile	Vergleichsweise teuer, insbesondere im Vergleich zu billigen Verbrennungskraftmaschinen; unzureichende Wasserstoffversorgung.
Alternativen	Krafträder mit Verbrennungsmotor; E-Bikes und E-Scooter.

PERSONENWAGEN



Neben rein batterieelektrischen Pkw bilden mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Pkw die einzige vollkommen emissionsfreie Antriebsalternative für den motorisierten Individualverkehr. Erste Brennstoffzellen-Autos in Form von Demonstrationsprojekten wurden bereits in den 1960er Jahren getestet. Neuer Schwung in die Brennstoffzellenentwicklung bei Pkw kam in den 1990er Jahren. Meist handelte es sich bei den Brennstoffzellen-Testfahrzeugen um umgerüstete Pkw, die ursprünglich mit Verbrennungsmotor ausgestattet waren. Die frühen Testmodelle waren damals allerdings sowohl technisch als auch wirtschaftlich noch nicht wettbewerbsfähig.

Daneben wurden bis vor etwa 10 Jahren auch noch ottomotorische Prototypen mit Wasserstoff – als alternative Energie und emissionsarmer Kraftstoff – erprobt. Dabei handelte es sich um Fahrzeuge mit modifizierten bivalenten Motoren, die sowohl mit Benzin als auch Wasserstoff betrieben werden konnten (Eichseder/Klell 2012). Mit Wasserstoff betriebene Verbrennungsmotoren erreichen kraftstoffbedingt nicht nur

etwas höhere Wirkungsgrade als im Benzinbetrieb. Sie weisen auch deutlich geringere Schadstoffemissionen auf. Obgleich Wasserstoff ein sauberer Kraftstoff mit hochwertigen physikalisch-chemischen Eigenschaften ist, konnte sich Wasserstoff als Kraftstoff für den motorisierten Straßenverkehr nicht etablieren. Inzwischen werden bei Pkw praktisch nur noch mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen als Quelle für Antriebsenergie verfolgt.

>> FCEVs are ready for production. <<

IEA HIA 2016

Inzwischen bestehen bei Pkw langjährige praktische Erfahrungen mit Brennstoffzellen-Prototypen. Mehrere große Automobilhersteller bieten inzwischen erste Serienfahrzeuge an, die konventionellen Pkw mit Verbrennungsmotor in puncto Funktionalität in nichts mehr nachstehen. Die Brennstoffzellen-Pkw werden bzw. sollen in den kommenden Jahren in Stückzahlen von mehre-

ren hundert bis tausend Einheiten hergestellt werden (US DOE 2016).

Brennstoffzellen-Pkw sind heute nahezu ausschließlich mit PEM-Brennstoffzellen ausgestattet, und zwar sowohl seriell als auch parallel. Die Preise für die mit Brennstoffzellen ausgestatteten Mittelklassefahrzeuge liegen noch deutlich über denjenigen für Pkw mit Verbrennungsmotor – bei etwa 60.000 Euro bzw. USD (IEA 2015b). Teilweise werden die Brennstoffzellen-Pkw jedoch auch nur als Leasing-Fahrzeuge angeboten.

Die Brennstoffzellen-Stacks der neuesten Brennstoffzellen-Modelle weisen eine Leistung von 100 kW oder mehr auf. Gegenüber batterieelektrischen Pkw erzielen sie eine höhere Reichweite – von heute etwa 400 bis 500 Kilometern – bei geringerem Fahrzeuggewicht und deutlich kürzeren Betankungszeiten von drei bis fünf Minuten (US DOE 2016). Mitgeführt werden meist 4 bis 8 kg Wasserstoff, der in Drucktanks bei 700 bar gespeichert wird.

PERSONENWAGEN AUF EINEN BLICK

Marktreife	Weltweit (Europa, Nordamerika, Asien) durch Prototypen/Kleinflotten erprobte Technologie, erste Serienfahrzeuge mit moderaten Stückzahlen. Bislang noch Förderung bei der Pkw-Anschaffung erforderlich.
Anforderungen	Ausstattung, Leistung, Reichweite vergleichbar Pkw mit Verbrennungsmotor; ausreichend dichte H ₂ -Infrastruktur.
Vorteile	Emissionsfreies Fahren; Reichweite und Leistung nahe Benzin-Pkw.
Nachteile	Noch deutlich teurer als Pkw mit Verbrennungsmotor; geringe Tankstelleninfrastruktur.
Alternativen	Pkw mit Verbrennungsmotor; batterieelektrische Pkw.

6.2 TECHNOLOGISCHE REIFE

Abschließend soll der Grad der technischen Einsatzbereitschaft bzw. des Entwicklungsstandes von wasserstoffbetriebenen Antrieben – in der Regel handelt es sich um Brennstoffzellen-Fahrzeuge – bewertet werden. Die Einstufung der wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge erfolgt in Anlehnung an die Technologiereife-Stufen (**Technology Readiness Level, TRL**) der NASA (NASA 1995; DOD 2011; ISO 2013).

Die Technologiereifegrade reichen von der grundsätzlichen Beschreibung des Funktionsprinzips (Level 1) über ein *Proof of Concept* (Level 3) bis hin zu TRL 9 (im Markt etablierte Technologie). In fast allen betrachteten Fahrzeugkategorien gibt es zumindest Versuchsaufbauten oder (kleinere) Prototypen, welche – wenn auch nicht immer maßstabsgetreu – in ihrer Einsatzumgebung mit Wasserstoff und/oder

Brennstoffzellentechnik erprobt wurden. Von daher werden im Weiteren nur die TR-Levels 5/6 (Versuchsaufbau in Einsatzumgebung/Prototyp) aufwärts betrachtet. Ziel der Technologieentwicklung ist letztendlich TRL 9, eine im Markt etablierte Technologie – wie verbrennungsmotorische Antriebe im Straßenverkehr. Voraussetzung hierfür ist zunächst eine zugelassene funktionsfähige Technologie (TRL 8).

Welche Technologiereife bezüglich Wasserstoff und Brennstoffzelle lässt sich den einzelnen Verkehrsmitteln heute attestieren?

Die höchsten Technologiereifegrade mit TRL 8 bis 9 erreichen Brennstoffzellen-Flurförderzeuge, für die vor allem in Nordamerika umfangreiche Felderfahrten in bereits größeren Stückzahlen vorliegen. Pkw kommen auf TRL 8 und Busse auf TRL 7 bis 8. Zu Wasserstoff- wie auch zu Brennstoffzellenbussen bestehen die längsten und ausgiebigsten Betriebserfahrungen. Darüber hinaus werden erste Pkw als Serienfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb angeboten.

Die Technikkomponenten und Betriebserfahrungen von Brennstoffzellen-Bussen können prinzipiell auf leichte Lkw und leichte Schienenfahrzeuge übertragen werden. Während Nahverkehrszüge schon eine vergleichsweise hohe technologische Reife (TRL 7) erreichen, liegen Rangierloks technisch demgegenüber noch etwas zurück (TRL 6 bis 7). Bei den Lkw handelt es sich bei den leichteren Fahrzeugklassen auch noch um erste Prototypen (TRL 6 bis 7). Für schwere Lkw gibt es noch keine Prototypen.

TRL Definition des Technologiereifegrads

- 5** Versuchsaufbau in Einsatzumgebung – wesentliche Technischelemente in relevanter Umgebung erprobt
- 6** Prototyp in Einsatzumgebung – technische Machbarkeit im Anwendungsbereich nachgewiesen
- 7** Prototyp im Einsatz – Demonstration beinahe maßstabsgetreu im betrieblichen Umfeld
- 8** Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich – Produkt
- 9** Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes – Produkt

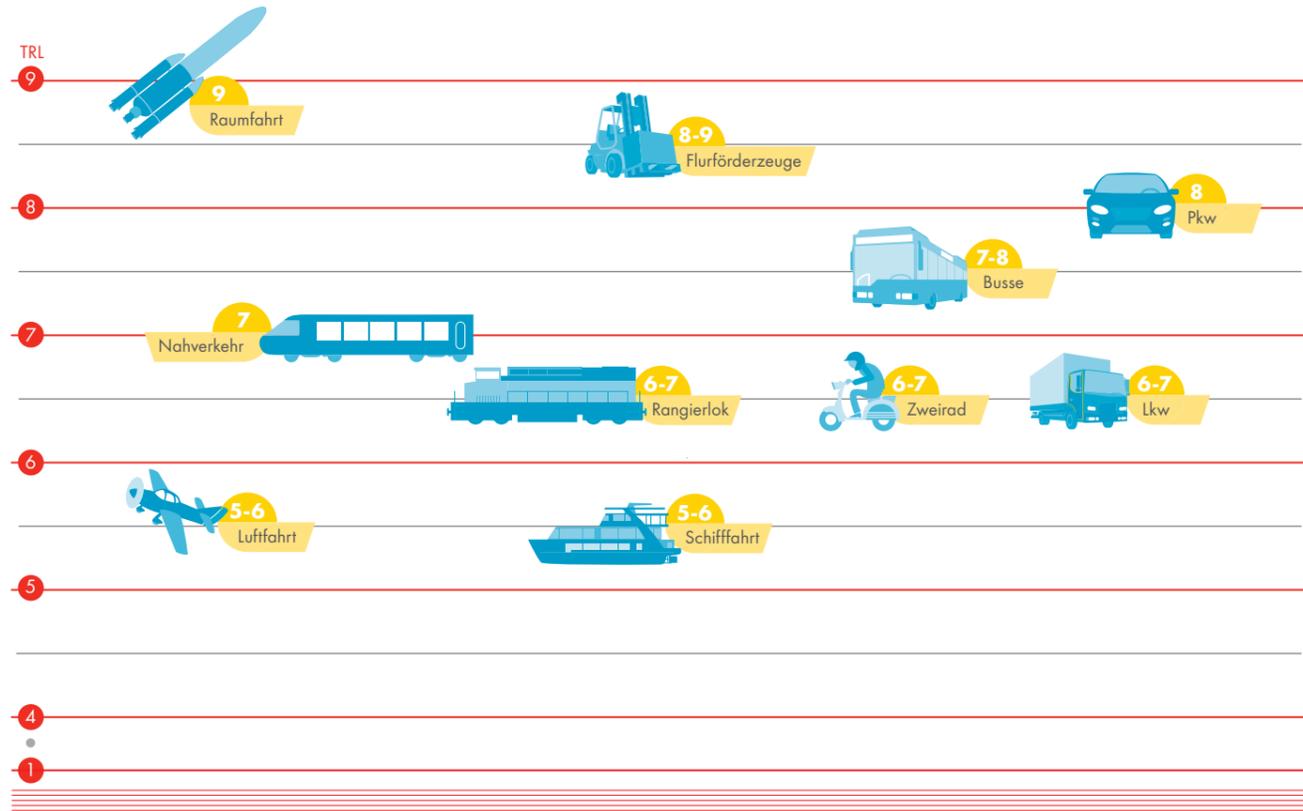
Der Einsatz von Brennstoffzellentechnik für Schiffs- und Flugzeugantriebe erreicht momentan TRL 5 bis TRL 6, bislang handelt es sich nur um kleinere Prototypen. Für Handelsschiffe und Verkehrsflugzeuge gibt es noch keine entsprechenden Konzepte. Allerdings werden Brennstoffzellen erfolgreich als Hilfsaggregate eingesetzt. Aber auch hier handelt es sich noch um Einzelanfertigungen für Versuchszwecke (TRL 6).

Schwer einzuordnen sind schließlich Raketenantriebe. Mit Wasserstoff betriebene Raketen werden zwar seit Jahrzehnten in der Raumfahrt eingesetzt. Allerdings han-

delt es sich hier um eine kleine Nische mit wenigen Anwendungen im Zeitverlauf. Technisch dürfte demnach zumindest TRL 9 erreicht sein.

Die Technologiereife ist eine wichtige Voraussetzung für den kommerziellen Erfolg von neuen Technologien. Allerdings ist eine hohe Technologiereife nur eine notwendige, nicht aber eine hinreichende Bedingung für den Markterfolg. Je nach Technologieanwender gibt es weitere wichtige Faktoren für die Anschaffung, Haltung oder Nutzung eines Verkehrsmittels mit einer bestimmten Antriebs-Kraftstoff-Kombination.

25 TECHNOLOGIEREIFEGRADE MOBILER H₂-ANWENDUNGEN



Private Anwender wollen mit Verkehrsmitteln (Personen)Verkehrsleistung, und zwar in der Regel möglichst ökonomisch. Daher spielen die Anschaffungs- und Haltekosten sowie der Energieverbrauch eine Rolle. Generell darf der Ressourcen- und Zeitaufwand für die Nutzung nicht zu groß werden. Zu weiteren Auswahlkriterien zählen aber auch Komfort, Sicherheit, Prestige und

Umwelteigenschaften wie Emissionen; hierfür besteht teilweise eine sehr hohe Zahlungsbereitschaft, vor allem bei Pionieranwendern.

Im Wirtschaftsverkehr zählen neben der Technologiereife vor allem wirtschaftliche Kriterien, die sich aus den Anschaffungs- und Nutzungskosten für ein Fahrzeug ergeben. Darüber hinaus finden Nutzungsein-

schränkungen und Verfügbarkeiten von Antriebs-Kraftstoffkombinationen bei der Fahrzeuganschaffung und -haltung Berücksichtigung.

Da Wirtschaftlichkeit sowie Energie- und Umweltbilanzen sowohl für private als auch für gewerbliche Anwender relevant sind, werden diese im Folgenden für Pkw ausführlicher untersucht.

ZWISCHENFAZIT

Die Raumfahrt war die Keimzelle für die Entwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik.

Im Verkehrssektor wird Wasserstoff heute fast ausschließlich in Brennstoffzellen eingesetzt.

Dabei sind Wasserstoff-Brennstoffzellen-Systeme prinzipiell für fast alle Verkehrsmittel geeignet.

Pkw, Busse sowie Material-Handling-Fahrzeuge haben technisch Serienreife erreicht, stehen kurz vor oder befinden sich bereits in der frühen Kommerzialisierung.

Brennstoffzellen-Pkw bieten heute die gleiche Funktionalität wie Pkw mit Verbrennungsmotor.

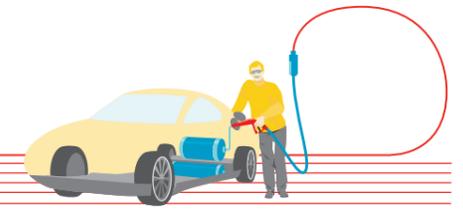
Busse sind das am intensivsten mit Wasserstoff und Brennstoffzellen erprobte Verkehrsmittel. Leichte Schienen- und Straßen-güterfahrzeuge können von der Bustechnik profitieren.

Flurförderzeuge weisen unter allen Verkehrsmitteln den größten Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen auf.

Verkehrsflugzeuge und Handelsschiffe können Brennstoffzellen als Energielieferant für Hilfsaggregate nutzen.

Die wichtigsten Vorteile von Wasserstoff und Brennstoffzelle im Straßenverkehr sind die höhere Effizienz des Energiewandlers und die Emissionsfreiheit bei vergleichbarer Funktionalität.

7 AUTOKOSTEN



Die Zahl der Faktoren, welche die Auswahl und den Betrieb eines Fahrzeugs bestimmen, ist groß. Zu ihnen gehören technische Parameter (wie Reichweite oder Leistung), ökologische (wie Emissionen), regulative (wie Nutzungseinschränkungen/Fahrverbote) oder qualitative (wie Komfort oder Prestige). Ein wichtiger Faktor für die Entscheidung, einen Pkw zu kaufen oder zu halten, ist wirtschaftlicher Natur, und zwar die Kosten. Dabei kann es

sich sowohl um die (hohen) Pkw-Anschaffungskosten, laufende Kosten oder auf eine bestimmte Fahr- oder Transportleistung bezogene Autokosten handeln. Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-Pkw untersucht und mit derjenigen von konkurrierenden Antriebs-Kraftstoff-Kombinationen – namentlich Otto-Pkw bzw. Otto-Hybrid sowie batterieelektrische Pkw – verglichen werden.

Eine Transportkostenrechnung, die sämtliche Kosten der Fahrzeughaltung (Ownership) zur Erbringung einer gewünschten Personen- oder Güterverkehrsleistung berücksichtigt, wird auch **Total Cost of Ownership**-Ansatz genannt. Zu den fixen TCO-Kosten zählen die Pkw-Anschaffungskosten, das ist der Anschaffungspreis (meist der Grund-/Basisversion) oder im Finanzierungsfall Ratenzahlungen zuzüglich Zinsen. Soll der Pkw wieder veräußert werden,

muss zusätzlich der Wertverlust über die gewünschte Haltedauer bzw. der Wiederverkaufswert geschätzt werden. Zu den Fixkosten werden Kfz-Steuer und Pkw-Versicherung gezählt. Ferner müssen Werkstattkosten (für Wartung und Verschleißreparaturen) und Kraftstoffkosten berücksichtigt werden (ADAC 2016). Zu wichtigen Kostenpositionen müssen überdies Annahmen getroffen werden – etwa zum Versicherungstarif oder zum Wertverlust. Zu den lau-

fenden TCO-Kosten zählen schließlich die Ausgaben für Kraftstoffe bzw. Energie und Betriebsmittel.

Der TCO-Ansatz ist sehr komplex und empfiehlt sich vor allem für rationale Wirtschaftsakteure. Für die Analyse privatwirtschaftlicher Entscheidungen reicht hingegen meist ein einfacher Vergleich der wichtigsten differierenden Kostenpositionen aus. Und das sind einerseits der **Pkw-Anschaf-**

fungspreis, andererseits die Kraftstoffkosten. Liegen die Autokosten unterschiedlicher Antriebstypen nahe beieinander, ist von einem geringen Einfluss auf letztendliche Anschaffungs- und Betriebsentscheidungen auszugehen, liegen sie deutlich auseinander, können die Autokosten den Ausschlag für oder gegen eine Antriebs-Kraftstoff-Kombination geben. Im Folgenden soll ein vereinfachter Autokostenvergleich für einen Brennstoffzellen-Pkw durchgeführt werden. Dabei handelt es sich um ein Fahrzeug

des in Europa zulassungsstärksten C-Segments (Kompaktklasse/lower medium). Das Brennstoffzellenfahrzeug soll brennstoffzellendominant ausgelegt und damit kein Brennstoffzellen-Range Extender sein.

Es wird davon ausgegangen, dass schadstoffarme und hybridisierte ottomotorische Pkw-Konzepte mittelfristig die relevante Wettbewerbstechnologie für emissionsfreie Pkw sein werden. Der Brennstoffzellen-Pkw wird folglich einem verbrennungsmotori-

schen C-Segment-Pkw - einem einfachen sowie einem hybridisierten ottomotorischen Fahrzeug - gegenübergestellt. Zum anderen werden Brennstoffzellen-Pkw mit batterieelektrischen Fahrzeugen verglichen, da diese im Bereich emissionsfreier Antriebe die einzig relevante Alternative sind.

Im Autokostenvergleich werden Pkw-Modelle der 2020er Jahre betrachtet. Zu beachten ist, dass die (europäischen) Fahrzeughersteller gemäß EU-CO₂-Grenzwert-

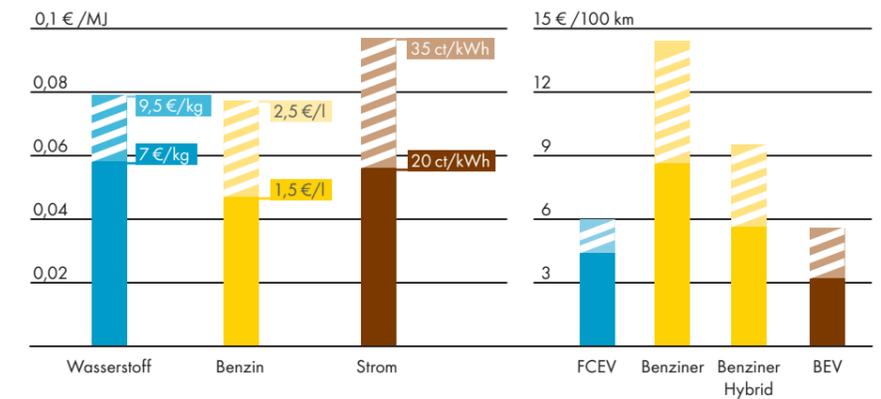
Richtlinie 333/2014/EG die spezifischen CO₂-Emissionen ihrer Neuzulassungen im Durchschnitt auf nur noch 95 g CO₂/km senken müssen. Für Korea und die USA gelten mit 97 bzw. 88 g CO₂/km ab dem Jahr 2020 bzw. 2025 ähnliche CO₂-Grenzwerte (ICCT 2014a), während die Vorgaben in Japan und China etwas weniger streng ausfallen. Soll ein Benzin-Pkw nur 95 g CO₂ emittieren, muss er einen Normverbrauch in Höhe von etwa 4l/100 km aufweisen. Für einen rein ottomotorischen C-Segment-Pkw wäre dies eine Herausforderung, nicht aber für einen hybridisierten Benzin-Pkw.

Die Annahmen zu Pkw-Ausstattung und Kraftstoff-Normverbrauch lehnen sich an (JEC 2013) für Fahrzeuge der Kategorie „2020 plus“ an; diese Pkw zeichnen sich bereits durch hohe Effizienz/geringe Kraftstoffnormverbräuche aus. Die Normverbräuche wurden - anhand von (ICCT 2016) und dort genannter Quellen sowie aktueller Herstellerangaben - in reale Kraftstoffverbräuche umgesetzt. Aus (IEA 2015b) wurden aus einem ambitionierten Klimaschutzszenario (2DS) bis 2030 zu erwartende Pkw-Anschaffungskosten nach Antriebstyp übernommen. Zur Abschätzung von Sensitivitäten wurden für die Alternativenantriebe die Kraftstoffpreise variiert. Die angenommenen Werte stellen keine Zukunftsprognosen dar, sondern sind ausschließlich Annahmen für Zwecke der Autokosten-Analyse.

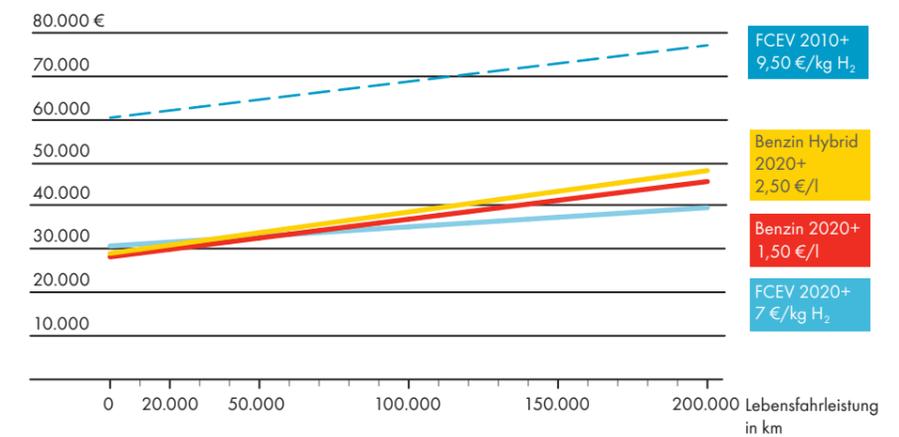
Die Autokosten der jeweiligen Antriebs-Kraftstoff-Kosten-Kombinationen werden in einem XY-Diagramm miteinander verglichen (Abbildungen 27 und 28). Die X-Achse zeigt die jeweilige gesamte Pkw-Lebensfahrleistung, die Y-Achse die bei einer bestimmten Fahrleistung insgesamt aufgelaufenen Autokosten (Anschaffungs- und Energiekosten). Der Schnittpunkt einer Autokostenkurve mit der Y-Achse gibt die Anschaffungskosten einer bestimmten Pkw-Antriebs-Kraftstoff-Kombination an. Die Steigung der Autokostenkurve spiegelt die auf die Fahrleistung bezogenen Kraftstoff- bzw. Energiekosten eines Pkw-Antriebstyps wider, wobei jeweils europäische Energie- und Kraftstoffpreise unterstellt werden.

Zu beachten ist, dass dabei die Kraftstoff- bzw. Energiekosten des Fahrzeugbetriebs

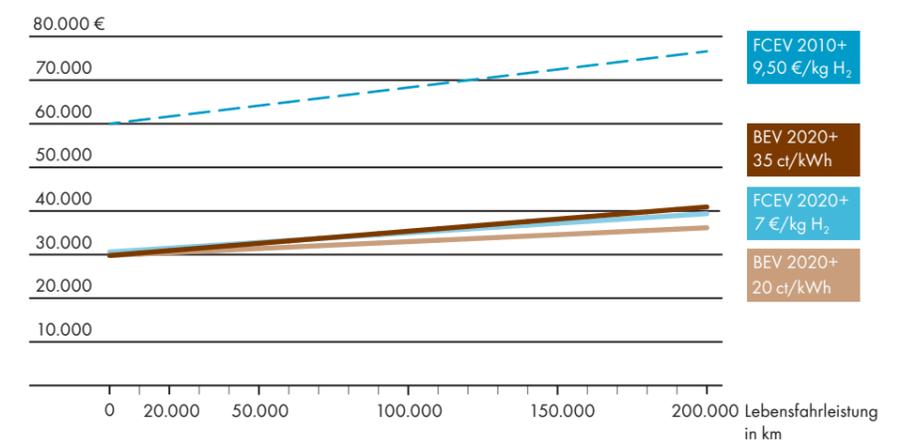
26 KRAFTSTOFFKOSTEN (EUROPÄISCHE PREISE, PKW 2020+)



27 AUTOKOSTENVERGLEICH FCEV UND BENZINER



28 AUTOKOSTENVERGLEICH FCEV UND BATTERIE-ELEKTRISCH (BEV)



nicht nur von den Kraftstoffpreisen (in €/Liter oder MJ), sondern auch wesentlich von der Effizienz des betrachteten Pkw-Antriebs bestimmt werden. Bezogen auf die Energieeinheit in €/MJ ist Wasserstoff wie auch Fahrstrom teurer als fossile Kraftstoffe (hier Ottokraftstoff, Abbildung 26). Da aber

sowohl Brennstoffzellen- als auch batterieelektrische Pkw effizienter als Benzin-Pkw sind, verbrauchen sie weniger MJ/km. Bei europäischen Kraftstoff- und Energiepreisen sind die Energiekosten bezogen auf die Fahrleistung (in €/km) von Elektroantrieben geringer als diejenigen reiner Benzin-Pkw.

BRENNSTOFFZELLEN IN PKW

Für automobile Anwendungen werden heute fast ausschließlich Niedertemperatur-Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen verwendet. In der PEM-Brennstoffzelle wird Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser umgesetzt. Sie besitzt einen hohen Reifegrad und zeichnet sich durch einfachen Aufbau, flexibles Verhalten bei Lastwechsel, gute Kaltstarteigenschaften sowie eine hohe Leistungsdichte aus (Günthner/Micheli 2015).

Um den Antriebsstrang von Kraftfahrzeugen darstellen zu können, werden Brennstoffzellenstapel (Stacks) aus mehreren hundert Zellen gebildet. So können Leistungen von 100 kW oder mehr erreicht werden. Besonders kostenträchtig bei PEM-Brennstoffzellen ist die katalytische Beschichtung der Elektroden mit platinhaltigen Materialien. Zwecks Kostensenkung ist man daher bestrebt, den Platinanteil ohne Funktionsbeeinträchtigungen zu reduzieren.

Für den Betrieb des Brennstoffzellensystems wird noch eine ganze Reihe von Steuerungssystemen benötigt. Dazu gehören ein Wasserstoff-Luft-Management für die Versorgung des Brennstoffzellenstacks, ein thermisches Management, insbesondere die Kühlung des Stack, sowie das Management des elektrischen Antriebs und des Bordnetzes. All diese Nebenverbraucher benötigen mehrere Kilowatt parasitärer Leistung und beeinträchtigen den Systemwirkungsgrad (Reif 2010).

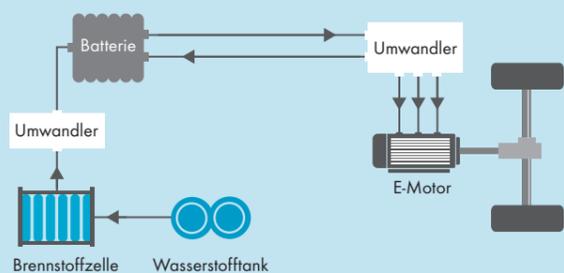
Brennstoffzellen erreichen ihren höchsten Wirkungsgrad bei kleinen Lasten. Im Teillastbereich können sie etwa doppelt so hohe Wirkungsgrade erzielen wie Wärmekraftmaschinen. Zudem können Fahrzeuge mit Brennstoffzellen bei Bedarf für die Beheizung der Fahrgastzelle

Wärme aus dem Kühlmittelkreislauf des Brennstoffzellenstacks entnehmen und dadurch gegenüber rein batterieelektrischen Fahrzeugen Leistungsverluste für elektrische Luftzuheizer von bis zu etwa 5 kW vermeiden (Tschöke 2010). Da die Betriebstemperatur der PEM-Brennstoffzelle von 80 bis 85 °C nicht nennenswert überschritten werden darf, ist allerdings zusätzliche elektrische Leistung für die Kühlung des Stack erforderlich. Zudem stellt der Betrieb in extrem heißen Regionen eine technische Herausforderung dar (Reif 2010).

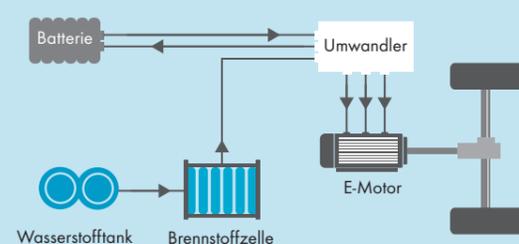
Neben dem Brennstoffzellenstack besitzt ein Brennstoffzellensystemfahrzeug noch eine Traktionsbatterie (meist Lithium-Ionen- oder Nickel-Metallhydrid-Akkus). In dieser kann elektrische Energie aus der Brennstoffzelle oder aus generatorischem Betrieb des Antriebsstrangs (Rekuperation) zwischengespeichert werden. Die Traktionsbatterie dient zudem dazu, kurzzeitige Leistungsspitzen abzudecken. Die Traktionsbatterie wird mit deutlich höherer Spannung von 450 Volt (High Voltage) betrieben als das heutige Pkw-Bordnetz (12 V).

Der elektrische Antriebsstrang von Brennstoffzellenfahrzeugen, das heißt Elektromotoren und Leistungselektronik, unterscheidet sich nicht vom Antrieb für batterieelektrische Fahrzeuge. Wenn die Brennstoffzellenstacks elektrische Energie je nach Bedarf direkt in die elektrische Kraftmaschine einspeisen, spricht man von brennstoffzellen-dominanten Antrieben (Fuel cell-dominant systems). Speist der Brennstoffzellenstack dagegen ausschließlich die Traktionsbatterie, die wiederum die einzige Energieversorgung des Elektromotors ist, spricht man von einem batterieelektrischen Fahrzeug mit Reichweiten-Verlängerer (Range Extender).

RANGE-EXTENDER-KONZEPT



BRENNSTOFFZELLEN-DOMINANTER ANTRIEB



Dies gilt auch, wenn sich die Antriebseffizienz weiter verbessert oder sich die relativen Kraftstoffpreise (moderat) ändern.

FCEV VS. BENZINER

Bislang waren Brennstoffzellen-Pkw aufgrund ihres im Vergleich zu Otto- und Diesel-Pkw hohen Anschaffungspreises für viele Verbraucher wirtschaftlich noch nicht ausreichend attraktiv. In der Zukunft werden mit Verbrennungsmotor angetriebene Pkw teurer – unter anderem wegen höheren antriebstechnischen (wie Direkteinspritzung, Hybridisierung) sowie abgasreinigungstechnischen Aufwands.

Auf der anderen Seite werden Brennstoffzellenfahrzeuge aufgrund von Technologieentwicklung, Erfahrungskurven- sowie Skaleneffekten in der Produktion deutlich günstiger (IEA 2015b). Auch könnten durch eine kosteneffizientere Infrastruktur die H₂-Verbraucherpreise gesenkt werden. Halbierte sich der Anschaffungspreis für ein Brennstoffzellenfahrzeug bei gleichzeitig moderat rückläufigen H₂-Tankstellenpreisen, würde ein FCEV bereits nach 50.000 bis 60.000 km geringere Autokosten aufweisen als ein Benziner. Bei nahezu Kostenparität können nichtökonomische Vorteile – wie die Möglichkeit (lokal) emissionsfreien Fahrens in Städten – den Ausschlag für

Konsumententscheidungen einer FCEV-Fahrzeuganschaffung/-haltung geben.

Zusätzlich könnten fossile Kraftstoffe auch (relativ) teurer werden, wodurch sich die wirtschaftliche Attraktivität eines FCEV gegenüber einem Benziner ebenfalls erhöhte. Ein effizienterer Hybrid-Benziner könnte die höheren Kraftstoffpreise nur teilweise kompensieren. Dagegen lassen niedrige fossile Kraftstoffpreise – wie sie etwa in den USA heute vorherrschen oder durch niedrigere Rohölpreise induziert werden könnten (IEA 2016b) – den wirtschaftlichen Vorteil eines FCEV bei den fahrleistungsabhängigen Energiekosten deutlich schrumpfen. Aufgrund des geringeren spezifischen H₂-Verbrauchs haben Variationen des Wasserstoff-Tankstellenpreises vergleichsweise geringere Auswirkungen im Autokostenvergleich mit verbrennungsmotorischen Antrieben als Veränderungen fossiler Kraftstoffpreise.

FCEV VS. BEV

Batterieelektrische Fahrzeuge besitzen heute gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen einen mehrjährigen Technik- und Marktentwicklungsvorsprung, der sich unter anderem in etablierteren und auch niedrigeren Anschaffungspreisen ausdrückt. Über-

dies sind reine Elektroantriebe nochmals effizienter als Brennstoffzellenfahrzeuge.

Inwieweit wiederum die BEV-Energiekosten pro Kilometer höher oder niedriger als die des FCEV sind, hängt von den unterstellten (Fahr)Strompreisen ab. Je nach Bezugskategorie – Haushaltsstrom versus Nacht- oder Sonderstromtarif – können die Endverbraucherpreise für Fahrstrom mehr oder weniger stark schwanken. Bei hohen Haushaltsstrompreisen ist der Betrieb von batterieelektrischen Pkw teurer, bei niedrigen Stromtarifen hingegen billiger. Insgesamt bleiben die entfernungsbezogenen Energiekosten beider Elektrovarianten jedoch noch nahe beieinander, was sich in ähnlichen Steigungen der Autokostenkurven zeigt.

Gelänge es, die Lücke bei den Anschaffungskosten zwischen FCEV und BEV näherungsweise zu schließen, wären die Kosten von Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeugen (pro Fahrzeugkilometer) dicht beieinander. Aufgrund von Komfort, Reichweiten- und Ladezeitvorteilen würde sich unter diesen Umständen voraussichtlich ein Teil potenzieller Käufer eher für Brennstoffzellenfahrzeuge entscheiden. Andersherum würde eine Verbesserung der Reichweiten- und Ladezeit-Performance von BEV deren Anschaffungskosten erhöhen und damit ihre wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit reduzieren.

ZWISCHENFAZIT

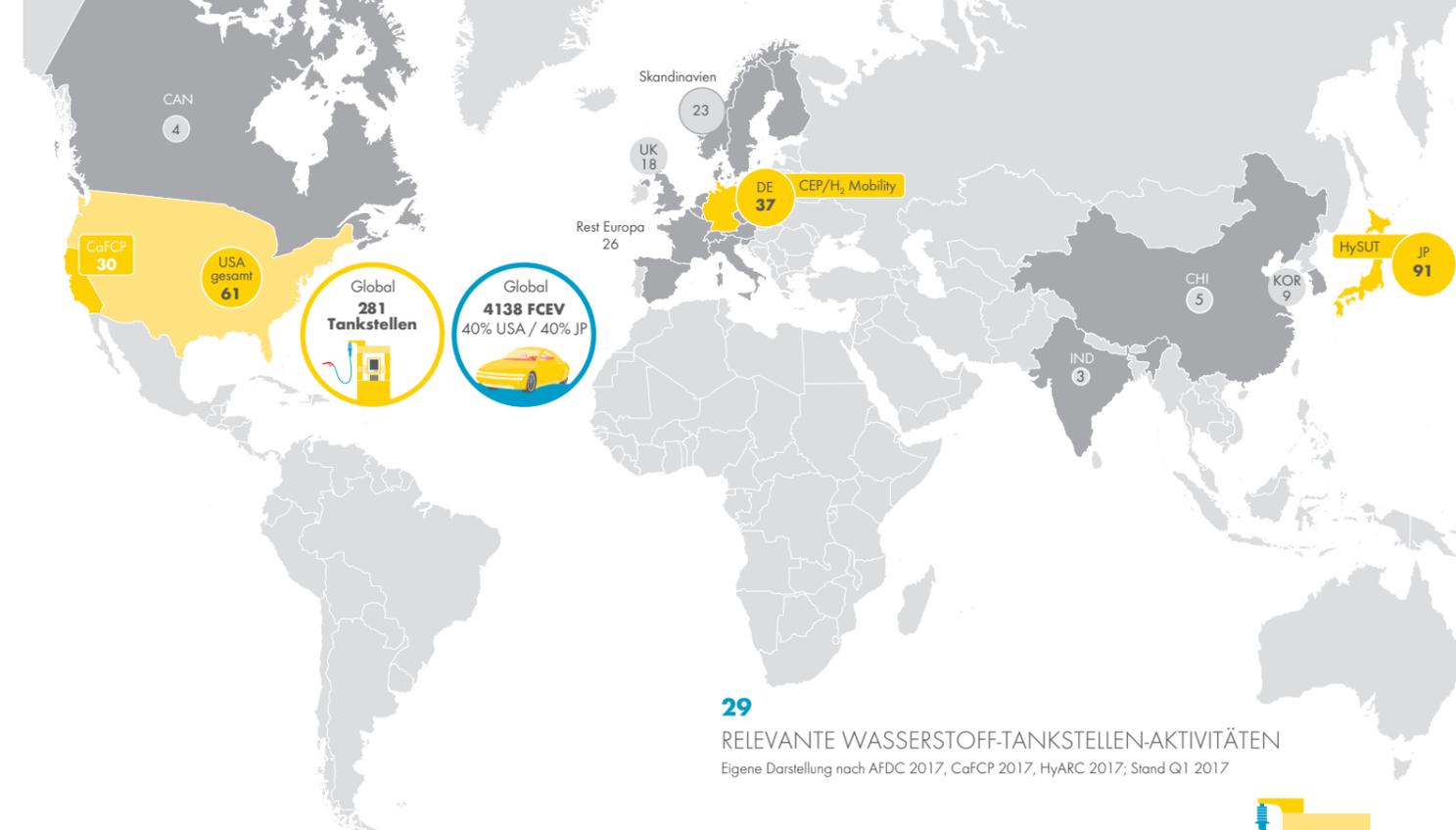
Ein wichtiger Faktor für die Entscheidung, einen Pkw zu kaufen oder zu halten, sind die Kosten. Dabei handelt es sich um die Pkw-Anschaffungskosten, laufende Kosten oder auf eine Fahr- oder Transportleistung bezogene Autokosten.

Brennstoffzellen-Pkw waren bei bisherigen Pkw-Anschaffungs- und Kraftstoff-Kostenstrukturen noch nicht wettbewerbsfähig. In einem ambitionierten Klimaszenario mit raschem technologischen Fortschritt und Marktentwicklung würde automobiler Brennstoffzellentechnik rasch deutlich günstiger. Zudem könnte Wasserstoff mittel- bis langfristig günstiger erzeugt sowie – bei sinkenden Wasserstoff-Infrastrukturkosten – als Kraftstoff billiger distribuiert werden.

Auf der anderen Seite werden verbrennungsmotorische Antriebssysteme (kosten)aufwendiger und unterliegen vor allem in urbanen Zonen und Ballungsräumen zusätzlich örtlichen

Nutzungseinschränkungen durch verschärfte Emissions- oder Immissionsschutzregulierungen. Mit Wasserstoff betriebene (lokal) emissionsfreie Brennstoffzellen-Pkw werden in der Folge gegenüber Pkw mit Verbrennungsmotor zunehmend attraktiver, und zwar nicht nur wirtschaftlich.

Wenn mit größeren Pkw-Stückzahlen die Lücke in den Anschaffungskosten gegenüber batterieelektrischen Pkw näherungsweise geschlossen werden kann, können Brennstoffzellen-Pkw auch gegenüber (lokal) emissionsfreien batterieelektrischen Fahrzeugen eine relevante Alternative darstellen. Denn bei ähnlichen Autokosten besitzen FCEV gegenüber BEV zusätzlich noch weitere Vorteile wie mehr Komfort, größere Reichweiten sowie geringere Ladezeiten. Werden BEV hingegen in puncto Komfort, Reichweite oder Ladezeit technisch aufgerüstet, werden sie teurer und büßen gegebenenfalls vorhandene wirtschaftliche Vorteile gegenüber FCEV ein.



8 TANKSTELLEN-INFRASTRUKTUR

Für die Entwicklung einer automobilen Wasserstoffwirtschaft bedarf es einer neuen Infrastruktur; diese muss die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff möglichst flächendeckend übernehmen. Im folgenden Abschnitt werden aktueller Stand und Ausbau der (öffentlichen) Wasserstoff-

Infrastruktur für den Straßenverkehr dargestellt. Anschließend werden die Bausteine einer künftigen H₂-Infrastruktur untersucht; dazu gehören H₂-Tankstellenkonzepte und Tankstellentechnik, mögliche Versorgungs- und Distributionspfade sowie Fragen der Infrastrukturökonomie.

8.1 GLOBALE INFRASTRUKTUR

Weltweit gibt es nach einer aktuellen Erhebung (HyARC 2017) Ende 2016 rund 210 aktive Wasserstoff-Tankstellen. Die meisten Tankstellen werden nach dieser Erhebung mit 45 in Japan betrieben, gefolgt von rund 35 bis 40 Tankstellen in Deutschland und etwa 33 in den USA, von denen sich die meisten (26) in Kalifornien befinden (CaFCP 2016).

Die geografische Verteilung der Wasserstoffstationen deckt sich weitgehend mit der Zahl der wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeuge. Die rund 2.500 im Jahr 2016 zugelassenen H₂-Kraftfahrzeuge verteilen sich etwa zu gleichen Teilen auf Europa/Asien einerseits und die USA andererseits – wobei in den USA über 90% davon in Kalifornien fahren.

Während im vergangenen Jahrzehnt nur mäßig viele Wasserstoff-Tankstellen zugebaut wurden, ist die Zahl der jährlichen Neueröffnungen in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Ende 2016 sind weltweit noch rund 140 Tankstellen konkret in der Planung. Zugleich wächst der H₂-Fahrzeugbestand durch die beginnende Kommerzialisierung. Folglich ergeben sich teilweise signifikante Schwankungen bzw. Differenzen in den H₂-Tankstellen- und H₂-Fahrzeugstatistiken.

8.2 STANDORTLÖSUNGEN

Eine Wasserstoff-Tankstelle umfasst die Anlagen für die Anlieferung, Speicherung sowie Betankung mit Wasserstoff. Alle weiteren Komponenten einer typischen Tankstelle wie Zapfpunkte für andere Kraftstoffe, Parkflächen, Verkaufsfächen, Wasch-

straßen, etc. werden aus der folgenden Betrachtung ausgeklammert, da sie analog zu einer konventionellen Tankstelle zu sehen sind. Grundsätzlich lassen sich für Wasserstoff-Tankstellen drei Standortlösungen unterscheiden:

Eine Wasserstoffanlage kann als zusätzliches Kraftstoffangebot in eine bestehende Tankstelle integriert werden. Voraussetzung hierfür ist insbesondere, dass der verfügbare Platz auf dem bestehenden Gelände für die aufgeführten Anlagen ausreicht und die Anlieferung, Lagerung und Ausgabe von Wasserstoff neben anderen flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen technisch und regulatorisch möglich ist.

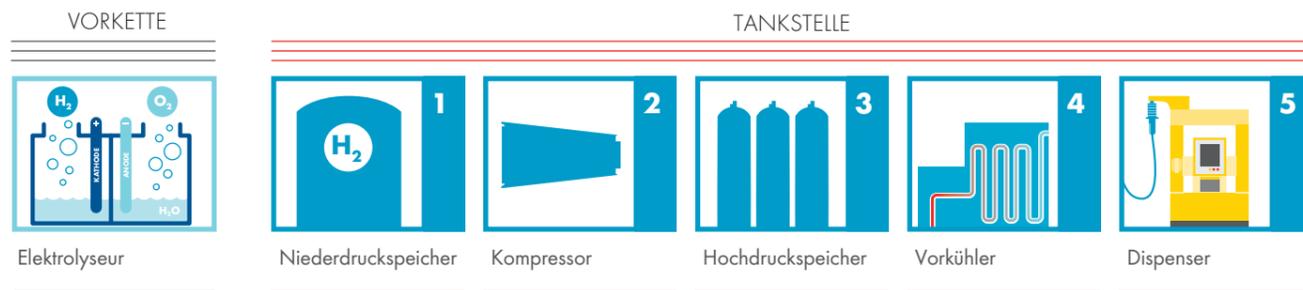
Eine Wasserstoff-Tankstelle kann auch als alleinstehende Anlage (Stand-alone) neu errichtet werden; dazu muss ein bisher nicht

genutztes Gelände erschlossen werden. Bei öffentlichen H₂-Tankstellen sind jedoch die typischen und von Kunden erwarteten Tankstellenkomponenten wie Verkaufsflächen und andere Serviceangebote mit zu berücksichtigen.

Mobile Tankstellen werden dort genutzt, wo (noch) keine H₂-Tankstelle fest errichtet ist und nur vergleichsweise kleine H₂-Mengen vor Ort abgegeben werden. Hierfür werden zum einen transportable Container oder Lkw-Auflieger als flüssige oder Gas-

druckspeicher genutzt. Mobile H₂-Tankstellen stellen damit vor allem ein zeitlich befristetes Instrument zur Markteinführung bzw. für Demonstrationsprojekte dar.

30 KOMPONENTEN EINER WASSERSTOFF-TANKSTELLE



8.3 TANKSTELLEN-MODULE

Für den Bau einer Wasserstoff-Tankstelle bzw. Zapfanlage sind bestimmte technische Komponenten erforderlich. Dazu gehören für alle Tankstellen ausreichend dimensionierte Speichermöglichkeiten für Wasserstoff, Verdichter (Kompressoren), die den Wasserstoff auf das erwünschte Gasdruckniveau bringen, eine Vorkühlung und Dispenser (Zapfanlagen) für die Abgabe. Durch Standardisierung bzw. Modularisierung dieser Komponenten – auch funktionelle Module genannt (H₂M 2010) – lassen sich Tankstellen kostengünstiger und schneller errichten.

H₂-Speicher: Die Speicher müssen genug H₂ vorhalten, um die Nachfrage der Kunden zu bedienen. Dafür wird H₂ in Niederdrucktanks zwischen derzeit 20 und 200 bar (zukünftig bis 500 bar) über mehrere Tage gelagert. Bei Anlieferung per CGH₂-Trailer kann dieser vor Ort als **Niederdruckspeicher** genutzt werden. Die Auslegung der vorzuhaltenden Mengen basiert auf der Zahl der erwarteten Betankungen pro Tag und kann bei einem modularen Ausbau der Tankstelle angepasst werden.

Mittel- und Hochdruckspeicher mit Druckstufen von 200 bis 450 bar bzw. 800 bis 1.000 bar werden zur Betankung des Kundenfahrzeugs genutzt. Dabei gibt es die Möglichkeit, den Wasserstoff aus dem Niederdruckspeicher über einen Hochdruck-

Kompressor in den Hochdruckspeicher zu bringen. Der Druck ist dort hoch genug, um das Fahrzeug zu betanken.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, einen Mitteldruckspeicher zu nutzen. Von dort kann der Tank des Kundenfahrzeugs bis zum Druckausgleich gefüllt werden. Um den vollen Füllstand zu erreichen, kann dann entweder noch aus dem Hochdruckspeicher nachgetankt werden (Kaskadenbetankung), oder es kann mit einem Booster-Kompressor H₂ aus dem Mitteldruckspeicher auf den nötigen Druck verdichtet werden.

Kompressoren: Für die notwendige Verdichtung können unterschiedliche Kompressoren eingesetzt werden. Üblich sind Kolben- oder Druckluft-, Membran- oder ionische Kompressoren, die je nach Auslegung der Tankstelle (Auslastung, Energieverbrauch, Wirtschaftlichkeit etc.) ausgewählt werden. Durch H₂-Verdichtung ist der Druckunterschied zwischen Lagerung (ab 50 bis 200 bar) und Betankung (bis zu 1.000 bar) zu überwinden. Ein Tankvorgang soll dabei die Zielmarke von drei bis fünf Minuten nicht überschreiten. Da die Brennstoffzelle im Fahrzeug mit hochreinem Wasserstoff betrieben wird, ist es wichtig, dass es bei der Verdichtung nicht zu Verunreinigung mit Schmierstoffen kommt.

Der Kolbenkompressor ist in der Regel mehrstufig ausgelegt und kann daher recht

groß und auch kostenintensiv ausfallen. Im erreichbaren Enddruck ist der Kolbenkompressor beschränkter als der Membrankompressor, kann aber pro Verdichtungsstufe höhere Fördermengen erzielen. Der ionische Kompressor wird erst seit einigen Jahren angeboten und zeichnet sich durch einen geringen Wartungsaufwand aus, da er nur über wenig bewegte Teile verfügt.

Vorkühlung: Das bei H₂-Fahrzeugbefüllung einzuhalten SAE-Betankungsprotokoll J2601 hat zum Ziel, dass sich der H₂-Fahrzeugtank auch bei Schnellbetankung nicht über 85°C erwärmt. Da der Wasserstoff bei der Betankung komprimiert wird, erwärmt er sich. Um ein Überhitzen des H₂-Fahrzeugtanks zu verhindern, muss der Wasserstoff auf ein Temperaturfenster von -40°C bis 33°C vorgekühlt werden. Die erforderliche Kälte kann über eine Kompressionskältemaschine erzeugt werden und wird über einen wasserstoffverträglichen Wärmeübertrager übertragen. Da die Vorkühlung teuer und energieintensiv ist, wird derzeit daran gearbeitet, den Aufwand für die Vorkühlung zu reduzieren.

Im Fall der Flüssig-Wasserstoff-Tankstelle erfolgt die Anlieferung und Speicherung als LH₂ tiefkalt im Flüssigtank. Soll das H₂-Fahrzeug mit gasförmigem Wasserstoff betankt werden, wird LH₂ über eine Flüssigpumpe in einen **Verdampfer** gebracht und dann direkt ohne Kühlung ins Fahrzeug gefüllt.

Dispenser: Die eigentliche Betankung erfolgt durch den so genannten Dispenser, die Ausgabestelle analog zur Zapfpistole für flüssige Kraftstoffe. Zum Dispenser gehört die Füllkupplung, die den hochkomprimierten Wasserstoff in den Fahrzeugtank schleust. Sie ist auf den Druck des Tanks ausgelegt, also 350 oder 700 bar. Ein weiteres wichtiges Element ist die Benutzerschnittstelle, die verschiedene Anzeigen zu Druck, Füllstand bzw. Mengenmessung und Temperatur enthält.

Schließlich kann der Wasserstoff vor Ort an der Tankstelle oder zentral an einem anderen Ort hergestellt und dann angeliefert werden. Im Falle der dezentralen Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle ist über das Erzeugungskonzept zu entscheiden. In Frage kommt ein **Reformer** für die Bereitstellung von H₂ aus Erdgas oder ein **Elektrolyseur** für die Herstellung von H₂ aus Strom.

8.4 NORMEN & STANDARDS

Für den sicheren Betrieb ist beim Bau sowie beim Betrieb von H₂-Tankstellen eine Vielzahl von technischen Standards und Normen einzuhalten. An H₂-spezifischen Codes und Standards für die automobilen Wasserstoffwirtschaft wird nach wie vor gearbeitet, denn teilweise erschweren bzw. verteuern nicht auf H₂ ausgelegte Regulierungen den Tankstellenbau und Betrieb (HMUELV 2013). Konkrete Vorgaben für die H₂-Tankstelleninfrastruktur geben technische Standards der Internationalen Standardisierungsorganisation ISO oder der Society of Automotive Engineers SAE.

Der wichtigste technische Standard ist **ISO 19880** (Gaseous Hydrogen Fuelling Stations). Für die Errichtung und auch den Betrieb sind weitere ISO Standards einschlägig. So fordert die EU-Richtlinie über die Infrastruktur alternativer Kraftstoffe AFID nicht nur die Einhaltung von **ISO 19880** (früher ISO 20100). Sie verlangt zudem die Einhaltung von **ISO 17268** (Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices) sowie der H₂-Qualitätsnorm **ISO 14687-2** für PEM-Brennstoffzellenfahrzeuge (EP/Rat 2014a).

Für die sichere Schnellbetankung eines H₂-Fahrzeugtanks ist weiterhin das 2014 verabschiedete weltweit gültige Betankungsprotokoll nach **SAE Norm J2601** (Worldwide Hydrogen Fueling Protocol) einzuhalten. Es definiert unter anderem Druckrampen und Temperaturfenster für eine sichere und komfortable H₂-Betankung, die eingehalten werden müssen. Hieraus ergibt sich für H₂-Druckgastankstellen die Notwendigkeit einer Vorkühlung.

Bei der Gestaltung des Dispensers sind schließlich **SAE J2600** (Compressed Hydrogen Surface Vehicle Fueling Connection Devices) und **SAE J2799** (Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software) einzuhalten. Während die Füllkupplung normiert ist, ist die Gestaltung der Benutzerschnittstelle dem Tankstellenbetreiber überlassen. Abhängig von spezifischen Standort- oder Technologiefragen müssen gegebenenfalls noch andere nationale oder lokale Normen und Standards beachtet werden.

Eine Übersicht über technische Normen und Standards für die automobilen Wasserstoffinfrastruktur gibt eine Reihe von Websites; darunter befinden sich unter anderem: www.hyapproval.org, www.hyweb.de oder www.fuelcellstandards.com.

8.5 TANKSTELLENGRÖSSEN

Unabhängig von der Art der Versorgung und der Anlieferung von Wasserstoff kann nach Größe der Tankstelle unterteilt werden. H₂ Mobility (H₂M 2010) klassifiziert vier Größen von Tankstellen von „sehr klein“

über „klein“, „mittel“ und „groß“ abhängig von der Anzahl der Betankungen bzw. des Umsatzes an Wasserstoff (Tabelle 31). Grundsätzlich sind darüber hinaus auch XL-Stationen mit noch höheren Leistungsdaten denkbar; vorläufig ist jedoch (noch) nicht mit dieser Dimension zu rechnen.

Bei den Tankstellen vom Typ XS handelt es sich in der Regel um Forschungsstationen, bei denen es nicht an erster Stelle um wirtschaftliche Optimierungen geht. Die Kommerzialisierung von H₂-Tankstellen schrittweise zu größeren ausgebaut werden, wenn mit steigenden Fahrzeugzahlen auch der H₂-Bedarf zunimmt. Allerdings kann es im Lauf der H₂-Tankstellenentwicklung zu derart strukturellen Änderungen kommen, dass auf ein anderes Tankstellenkonzept umgestellt werden muss.

Um eine gute Auslastung der Tankstelle und damit einen möglichst gleichmäßigen Durchfluss zu erzielen, sollte H₂ bedarfsgerecht angeliefert werden. Wenn Busflotten des öffentlichen Nahverkehrs bedient werden, steigt der Durchsatz einer H₂-Tankstelle sprunghaft. Mit steigenden Liefervolumina wird dann irgendwann die Anlieferung von flüssigem Wasserstoff sinnvoll.

Der **Platzbedarf** für die Wasserstoff-Anlieferung, -Lagerung und -Abgabe an der Tankstelle ist ein Faktor, der insbesondere im innerstädtischen Raum bedacht werden muss. Unter den Versorgungskonzepten benötigt die On-Site-Erzeugung am meisten Raum, da der Elektrolyseur oder die Reformierung sich auf dem Tankstellengelände

31 GRÖSSENKATEGORIEN VON H₂-TANKSTELLEN

H₂M 2010

	Sehr klein XS	Klein S	Mittelgroß M	Groß L
Zapfpunkte	1	1	2	4
Maximaler Durchsatz pro Tag	80 kg	212 kg	420 kg	1000 kg
Maximale Betankungen pro Tag	20	38	75	180
Versorgte Fahrzeuge pro Station	100	400	800	1600

32 AUSGEWÄHLTE H₂-TANKSTELLENPFADE, GASFÖRMIGE H₂-ABGABE

	PFAD 1	PFAD 2	PFAD 3	PFAD 4 – AUSBLICK
Zapfpunkte	1	1	4	8
Kapazität	80 kg/Tag	80 kg/Tag	320 kg/Tag	700 kg/Tag
Erzeugung	Zentrale Reformierung	On-Site Elektrolyse	Zentrale Reformierung oder Elektrolyse	Zentrale Elektrolyse
Versorgung	Gasförmig	Gasförmig	Flüssig	Gasförmig
Transport	CGH ₂ – Tube Trailer (Lkw)	Entfällt	LH ₂ -Trailer Lkw	Pipeline
Transportkapazität	500 kg pro Anlieferung	Entfällt	3,5 t pro Anlieferung	Unbegrenzt
Niederdruckspeicher	ca. 200-300% der täglichen Abgabe	ca. 50-70% der täglichen Abgabe	ca. 200-700% der täglichen Abgabe	Entfällt
Hochdruckspeicher	30-50 kg/Dispenser	30-50 kg/Dispenser	Entfällt	30-50 kg/Dispenser
Betankung	Dispenser 80 kg/Tag 20 Betankungen	Dispenser 80 kg/Tag 20 Betankungen	Dispenser 80 kg/Tag 20 Betankungen	Dispenser 80 kg/Tag 20 Betankungen
Betankungsdruck	700 bar	700 bar	700 bar	700 bar
Platzbedarf	Mittel	Hoch	Gering	Sehr gering
Investitionskosten TS spezifisch pro kg H ₂	Hoch	Hoch (inklusive Elektrolyseur)	Mittel	Gering (Hoch inklusive Pipeline-Infrastruktur)
Wasserstoffkosten	Gering	Hoch	Mittel	Gering

befindet. Dafür ist der Speicherbedarf kleiner, da stärker nach Bedarf produziert werden kann. Auf der anderen Seite ist aufgrund von Optimierungsarbeiten der Platzbedarf für die verschiedenen Einheiten bereits zurückgegangen. Wurden vor wenigen Jahren Anlagen noch in 40-Fuß-Containern untergebracht (entspricht 12 m), reichen dafür derzeit kleinere Container mit zum Beispiel 11 ft (3,3 m).

8.6 DISTRIBUTION

In Bezug auf die Tankstellenversorgung sind grundsätzlich zwei Fälle zu unterscheiden: die Anlieferung von **extern erzeugtem Wasserstoff** an die H₂-Tankstellen oder aber die dezentrale Erzeugung vor Ort (on-site). Die meisten Tankstellen werden heute mit zentral erzeugtem Wasserstoff beliefert (HyARC 2017). Bei der **On-Site-Erzeugung** von H₂ rangiert die Elektrolyse bei den weltweit aktiven Tankstellen vor der Reformierung von Gasen (Erdgas, Biogas, Naphtha). On-site erzeugtes H₂ liegt in der Regel gasförmig bei einem Druck von unter 50 bar vor, so dass für die Betankung, aber auch für die Befüllung des Speichers, weiter verdichtet werden muss. Zentral erzeugter Wasserstoff kann gasförmig als CGH₂ oder flüssig als LH₂ angeliefert werden, wobei CGH₂ deutlich überwiegt.

Bei gasförmigem Wasserstoff ist die Druckstufe von Bedeutung, mit der die Fahrzeuge versorgt werden. Derzeit werden die beiden Druckstufen von 350 bar sowie 700 bar betrieben, die zum jetzigen Stand der Entwicklung zu annähernd gleichen Anteilen von den Tankstellen bedient werden (HyARC 2017). Rund 20% aller Tankstellen bieten derzeit beide Druckstufen an, wobei der Trend zur höheren Druckstufe mit den Vorteilen der größeren Menge an Wasserstoff und damit der verbesserten Reichweite des Fahrzeugs geht. Die Betankung des Brennstoffzellenfahrzeugs erfolgt zu über 90% mit gasförmigem H₂. Nur wenige Tankstellen bieten derzeit beide Möglichkeiten an bzw. konzentrieren sich auf die flüssige Betankung (HyARC 2017).

Die Versorgungs-Optionen für Wasserstoff (Anlieferung als CGH₂ oder LH₂, in Trailern oder Pipeline; On-Site-Erzeugung) können mit den Abgabe-Optionen (gasförmig in 350 oder 700 bar; flüssig) und der Größe und Auslegung der Tankstelle (Speicherkonzepte etc.) kombiniert werden.

In Tabelle 32 werden typische H₂-Pfade dargestellt. Dabei ist für alle Pfade die Abnahme von Druckwasserstoff mit 700 bar angenommen; der Dispenser ist gleich gewählt. Die Betankung soll zwischen drei

und fünf Minuten dauern. Die vier Versorgungspfade bilden eine Zeilinie ab: die ersten beiden Pfade sind bereits als kurz- bis mittelfristige Pfade relevant und unterscheiden sich in der Art der Wasserstoff-Versorgung: Im ersten Fall wird H₂ gasförmig angeliefert, im zweiten Fall on-site erzeugt. Die erste Tankstelle wäre derzeit auf eine Trailer-Anlieferung und damit etwa 500 kg H₂ pro Tag beschränkt. Bei einer Erzeugung on-site gäbe es keine Lieferrestriktionen, wobei der Elektrolyseur die geforderten H₂-Mengen zuverlässig produzieren muss. Außerdem sind die Investitionskosten höher. Gegebenenfalls kann die On-Site-Erzeugung hochskaliert werden. Allerdings müssen unter Umständen funktionelle Module wie die Speicher, der Kompressor oder der Dispenser neu dimensioniert werden.

Die H₂-Pfade 3 und 4 sind erst langfristig bei größerem H₂-Bedarf relevant. Pfad 3 basiert auf der flüssigen Anlieferung, die größere Mengen zur Tankstelle bringen kann und mit einem geringeren Platzbedarf auskommt. Erst im weiteren Ausblick wird der Wasserstoff zentral mittels Elektrolyse erzeugt und über Pipelines zur Tankstelle transportiert. Der Platzbedarf ist dann zu vernachlässigen; es können praktisch beliebig viele Fahrzeuge versorgt werden. Wie

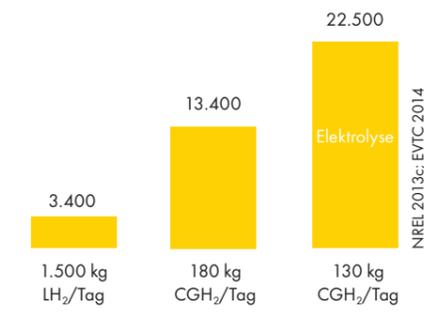
im vorigen Fall sind die Dispenser in Größe bzw. Anzahl entsprechend anzupassen.

8.7 INFRASTRUKTURKOSTEN & FINANZIERUNG

Eine möglichst flächendeckende Infrastruktur ist ein wichtiger Faktor für die Akzeptanz und den Markterfolg einer neuen Technologie – das gilt auch für Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeuge. Der Aufbau erfordert jedoch hohe anfängliche Kapitalinvestitionen. Es stellt sich daher die Frage, wie hoch diese Investitionen sein werden und wie eine H₂-Tankstelleninfrastruktur möglichst effizient aufgebaut werden kann.

Die Bezifferung von Tankstellenkosten stößt auf eine Reihe von Informationsproblemen: Zunächst hängen die Kosten für die Errichtung einer Wasserstoff-Tankstelle von der Standortlösung, der Größe der Tankstelle sowie von den jeweiligen Standortbedingungen ab. Dabei sind Kostendaten oftmals aus Wettbewerbsgründen vertraulich und werden nicht veröffentlicht. Außerdem sind bislang nur sehr wenige H₂-Tankstellen – nahezu in Einzelanfertigung – gebaut worden, so dass es sich im Wesentlichen um Manufakturware handelt. Und schließlich existieren bislang nur wenige Veröffentlichungen zu H₂-Tankstellenkosten.

Zu den H₂-Tankstellenkosten liegen bislang lediglich aus Kalifornien vertiefende Untersuchungen vor (NREL 2013c; EVTC 2014; CEC/CARB 2017). Die Investitionskosten für H₂-Tankstellen weisen danach eine große Spannweite auf und reichen von 1 Mio. bis zu 10 Mio. USD; die Kos-

33 H₂-TANKSTELLEN-KAPITALKOSTEN in \$/kg H₂ + Tag

ten für die wichtigsten Tankstellenkonzepte mit Tageskapazitäten von etwa 200 bis 300 kg H₂ liegen dagegen bei 2 bis gut 3 Mio. USD bzw. allein die Sachinvestitionen bei 1,5 bis 2 Mio. USD. Für Deutschland werden niedrigere Kosten von etwa 1 Mio. pro Tankstelle angegeben (Bonhoff 2016).

Als betriebswirtschaftliche Metrik haben sich die Kapitalkosten bezogen auf die tägliche Abgabekapazität herauskristallisiert. Für kleinere H₂-Tankanlagen muss zwar absolut weniger investiert werden als für große. Die kapazitätsspezifischen Kapitalkosten reichen jedoch von fast 15.000 USD pro kg und Tag für kleine Tankstellen bis ca. 3.000 USD/Tag für große mit LH₂ versorgte Stationen. Allerdings können diese geringen Kapitalkosten nur bei hoher Auslastung erreicht werden. Deutlich teurer als zentral belieferte Stationen sind Tankstellen mit H₂-On-Site-Elektrolyse – namentlich mehr als 20.000 USD/Tag, was vor allem auf die hohen Investitionskosten für den Elektrolyseur zurückzuführen ist.

ZWISCHENFAZIT

Weltweit gibt es heute (2016) 210 Wasserstoff-Tankstellen und rund 2.500 wasserstoffbetriebene Kraftfahrzeuge. Die H₂-Tankstellen und Brennstoffzellen-Fahrzeugflotten konzentrieren sich auf die USA, Westeuropa und Asien/Japan.

H₂-Tankstellen bestehen aus den technischen Komponenten Speicher, Verdichter, Kompressor, Vorkühler/Verdampfer und Dispenser. Modularer Aufbau sowie international abgestimmte H₂-spezifische Normen und Standards tragen maßgeblich zu effizientem und sicherem Tankstellenausbau bei.

Durch die Auswahl angemessener Tankstellengrößen sowie Tankstellenversorgungs-konzepte lässt sich das H₂-Tankstellenangebot an die jeweilige Nachfrage anpassen.

Der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur bedarf hoher Kapitalinvestitionen. Im Besonderen in der frühen Markthochlaufphase bedarf es einer guten Synchronisierung mit der Entwicklung der Brennstoffzellenflotte sowie weiterer (zeitlich begrenzter) finanzieller Unterstützung für den Infrastrukturausbau.

Durch regulatorische und technische Standardisierung und Skaleneffekte werden substantielle Kostenreduktionspotenziale in Höhe von rund 50% zwischen 2017 und 2025 erwartet (CEC/CARB 2017). Dennoch bleibt die Finanzierung einer neuen H₂-Tankstelleninfrastruktur eine wirtschaftliche Herausforderung, denn in der frühen Marktentwicklung werden H₂-Zapfanlagen nur wenige Fahrzeuge versorgen müssen; bei geringem Durchsatz kann es zu Unterauslastung kommen. Entsprechend hoch müssten bei Vollkostenallokation die Tankstellenpreise ausfallen. Dennoch muss dem Verbraucher ein auch wirtschaftlich attraktives Produkt geboten werden.

Um Kapitalbedarf und Investitionsrisiken möglichst kleinzuhalten, bedarf es einer optimalen Roll-out-Strategie für eine künftige H₂-Tankstelleninfrastruktur. Wichtige Elemente einer solchen Infrastrukturstrategie sind die räumliche Netzplanung, die Auswahl optimaler Tankstellenkonzepte und -größen, die Abstimmung von Infrastruktur und Fahrzeugflotte und die Standardisierung technischer und regulatorischer Lösungen.

Zur Überwindung der technisch-ökonomischen Markthindernisse einer wasserstoffbasierten Infrastruktur haben sich in führenden Automobilregionen Wasserstoffinitiativen gegründet (siehe nächste Seite). Zudem werden zur weiteren Marktentwicklung die Anschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen und der Aufbau einer Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur in Europa, Nordamerika und Asien staatlich gefördert (IEA 2015b).

GLOBALE H₂-MOBILITY-INITIATIVEN

Deutschland (H₂ Mobility)

Bereits im Jahre 2002 wurde das Industriekonsortium Clean Energy Partnership CEP (www.cleanenergypartnership.de) für die Entwicklung einer automobilen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland gegründet. Von 2012 bis 2016 hat die CEP die Aufgabe übernommen, eine H₂-Basisversorgung mit 50 Tankstellen in Deutschland zu schaffen (CEP 2016).

Im Jahre 2014 wurde die Betreibergesellschaft H₂ Mobility (www.h2-mobility.de) gegründet. H₂ Mobility ist ein Joint Venture, welches den Bau und Betrieb eines Netzes von Wasserstoff-Tankstellen – einschließlich Wasserstoffsourcing möglichst aus erneuerbaren Energien – als nationale Gesamtaufgabe betreibt.

Die Roadmap von H₂ Mobility sieht vor, die ersten 100 Wasserstoffstationen bis 2018/2019 bedingungslos und unabhängig von Fahrzeugzahlen zu errichten; bevorzugte Standorte sind die Ballungszentren sowie Wasserstoffkorridore entlang der Autobahnen. Bis 2023 soll dann in Abhängigkeit von den Zulassungszahlen von Brennstoffzellenfahrzeugen eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur mit 400 Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland entstehen. Anfang 2017 waren in Deutschland 35 bis 40 CEP-Wasserstoff-Tankstellen in Betrieb. Die CEP-Tankstellen werden an H₂ Mobility übergeben. Die CEP wird als nationales H₂-Leuchtturmprojekt Aufgaben der H₂-Technik- und H₂-Standard-Entwicklung verfolgen.

EU/Europa (FCH JU, H₂ME, EU AFID-Richtlinie)

In Europa gibt es eine ganze Reihe projektbezogener länderübergreifender Wasserstoff-/Brennstoffzellen-Initiativen – zum Beispiel zwischen europäischen Städten oder für Busflotten. Hervorzuheben ist hierunter die Partnerschaft zwischen EU-Kommission, Industrie und Forschungseinrichtungen **The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking** (FCH JU). Ihr Ziel ist es, Brennstoffzelle und Wasserstoff zu Säulen des künftigen europäischen Energie- und Transportsystems zu machen (www.fch.europa.eu). Die zweite Phase der Initiative (FCH JU 2) soll bis in das Jahr 2024 laufen.

Darüber hinaus haben die nationalen H₂-Initiativen aus Deutschland, Großbritannien, Skandinavien und Frankreich eine europäische Wasserstoff-Plattform namens **Hydrogen Mobility Europe** (www.h2me.eu) gebildet. In der skandinavischen H₂-Initiative **Scandinavian Hydrogen Highway Partnership SHHP** (www.scandinavianhydrogen.org) sind Dänemark, Norwegen und Schweden vertreten; als Beobachter partizipieren die Niederlande, Belgien und Österreich. Hydrogen Mobility Europe besteht aus zwei Projektteilen: H₂M1 und H₂M2. Ziel ist, eine pan-europäische Infrastruktur von H₂-Tankstellen sowie H₂-Fahrzeugflotten koordiniert auszubauen.

Darüber hinaus hat die EU bereits im Jahre 2014 durch die **AFID-Richtlinie-2014/94/EU** Mindestanforderungen an die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, wozu auch Wasserstoff gezählt wird, festgelegt. Danach sind die EU-Mitgliedstaaten gehalten, bis 2025 für eine angemessene Anzahl von Wasserstoff-Tankstellen zu sorgen, um den Verkehr von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb/Brennstoffzelle sicherzustellen (EP/Rat 2014a).

USA/Kalifornien (California Fuel Cell Partnership)

In den USA gibt es eine Reihe von Wasserstoff-Initiativen, darunter die landesübergreifende public-private Initiative **H₂USA** (www.h2usa.org). Der in der H₂-Tankstelleninfrastruktur- wie Fahrzeugentwicklung führende US-Bundesstaat ist Kalifornien. Kalifornien forciert die Einphasung von so genannten Zero Emission Vehicles in den Fahrzeugbestand; dabei zählen Brennstoffzellenfahrzeuge als ZEV.

Die **California Fuel Cell Partnership CaFCP** (www.caftp.com) wurde bereits im Jahr 1999 unter Leitung des California Air Resources Board und der California Energy Commission gegründet. Die CaFCP hat bereits mehrere Mehrjahresprogramme aufgestellt, zuletzt (2012) eine Roadmap für den Fünfjahres-Zeitraum bis 2017. Demzufolge sollen bis dahin über 84 Tankstellen verfügbar sein, entsprechend einer Nachfrage von rund 53.000 Fahrzeugen (CaFCP 2012). 2016 waren über 30 Wasserstoffstationen errichtet sowie 20 weitere im Bau bzw. in Genehmigungsverfahren (CaFCP 2016).

Japan/HySUT

Die Regierungsorganisation New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) treibt in Japan auch die Entwicklung und Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie voran. Zu den relevanten Wasserstofftechnologien gehört der Einsatz in Haushalten (Ene-Farm), in Kraftwerken sowie im Verkehr. Im Jahre 2009 wurde unter dem Dach der NEDO die **Association of Hydrogen Supply and Utilisation Technology HySUT** (www.hysut.or.jp/en/) gegründet. Ziel war es zunächst, die technischen Voraussetzungen für eine künftige Wasserstoffinfrastruktur voranzubringen.

Nach einer Reorganisation im Jahre 2016 verfolgt HySUT nunmehr die Kommerzialisierung der Wasserstoffversorgung sowie von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen. Zu den bearbeiteten Themen gehören auch Fragen der Technologie-/Verbraucherakzeptanz und Demonstrationsprojekte. Der Phase der Technologie- und Markt-Demonstration folgte 2016 die frühe Kommerzialisierung. Diese soll 2025 abgeschlossen sein und ab 2026 in die volle Kommerzialisierung übergehen. Die Anzahl an Wasserstoff-Fahrzeugen konnte kontinuierlich gesteigert werden. Ende 2016 sind bereits rund 80 Tankstellen in Japan in Betrieb, bis 2020 sollen 160 Tankstellen verfügbar sein.

9 ENERGIE- UND UMWELTBILANZEN, H₂-SZENARIEN FÜR PKW



Der Verkehrssektor konsumiert heute (2014) rund 28 % des globalen Endenergieverbrauchs und verursacht 23 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen (IEA 2016a). Rund drei Viertel der globalen Verkehrsemissionen stammen vom Straßenverkehr. Weltweit verursachte der Straßenverkehr zuletzt (2014) rund 5,7 Gigatonnen CO₂-Emissionen. Dies entspricht einem Anteil von 17,5 % an den weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen.

Von 1990 bis 2014 sind die straßenverkehrsbedingten CO₂-Emissionen weltweit um 71 % gestiegen; auch die Emissionen des Straßenverkehrs in den Industrieländern (OECD) legten in diesem Zeitraum noch um 30 % zu (IEA 2016a). Da auch bei forcierter Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung auf öffentliche bzw. umweltschonendere Verkehrsmittel der Straßenverkehr weltweit weiter wächst, ist es um so wichtiger, negative Energie- und Umwelteffekte von Kraftfahrzeugen zu mindern.

Die Energie- und Umwelteffekte von Kraftfahrzeugen werden neben den Fahrzeugfahrleistungen maßgeblich von ihrem spezifischen Energieverbrauch bestimmt. Der Kraftstoffverbrauch wird wesentlich durch die Auswahl der Antriebsart vorherbestimmt und beeinflusst die Treibhausgasemissionen sowie zusammen mit dem Umwandlungsverfahren die entstehenden Luftschadstoffemissionen.

9.1 EFFIZIENZ UND KRAFTSTOFFVERBRAUCH

Der spezifische Energieverbrauch pro km eines Kraftfahrzeugs wird neben Form, Gewicht sowie Umgebungs- und Fahrbedingungen wesentlich von der Art seines Antriebs und dessen Effizienz bestimmt. Dabei unterscheiden sich die Wirkungsgrade unterschiedlicher Antriebsarten teilweise deutlich. Insbesondere elektrische Antriebsketten, sowohl batterieelektrische als auch Brennstoffzellenfahrzeuge, weisen deutlich höhere Wirkungsgrade auf als Verbrennungskraftmaschinen.

So liegen die Tank-to-Wheel-Wirkungsgrade von konventionellen Otto-Pkw gerade einmal bei etwa 20 %, bei voll hybridisierten Benzinern bei 30 %. Brennstoffzellenfahr-

zeuge kommen immerhin TiW auf Wirkungsgrade von bis zu 50 %, während batterieelektrische Fahrzeuge etwa 70 % erreichen können (Kücüçay 2014).

Für die Szenarioannahmen zur europäischen Fahrzeugflottenentwicklung werden wie schon in der Autokosten-Rechnung die spezifischen Normverbrauchsangaben aus (JEC 2013) herangezogen. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die dort angegebenen Neufahrzeug-Verbrauchs-werte langfristig auch in den Pkw-Flotten durchsetzen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass die JEC-Normverbrauchsangaben für die 2020er Jahre von signifikanten Effizienzfortschritten ausgehen. Die spezifischen

Im Folgenden sollen die Energie- und Treibhausgasbilanzen von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-Pkw ermittelt und ihr potenzieller Beitrag zu einer umweltschonenderen Mobilität diskutiert werden. Nicht untersucht werden die anderen Luftschadstoff- sowie Lärmemissionen sowie andere externe Effekte des motorisierten Individualverkehrs.

Zunächst werden auf Basis von (JEC 2013) sowie (GREET 2015) die Antriebseffizienzen von Pkw verschiedener Antriebstypen in unterschiedlichen Weltregionen (EU und USA) und hieraus resultierende spezifische Kraftstoffverbräuche betrachtet. Aus (JEC 2014) sowie wiederum (GREET 2015) werden spezifische Treibhausgasfaktoren für Kraftstoffe abgeleitet und damit die spezifischen Treibhausgasemissionen von Antriebstypen ermittelt.

Anschließend werden aus einem ambitionierten automobilen WasserstoffszENARIO in (IEA 2015b) einfache Szenarioannahmen für mögliche H₂-Pkw-Flottenhochläufe in den führenden Wasserstoffregionen (USA, Westeuropa, Japan) skizziert.

Aus fortgeschriebenen Verbrauchs-, Emissions- und Flottendaten werden mit weiteren Annahmen schließlich die H₂-Kraftstoffverbräuche sowie potenzielle Einsparungen fossiler Kraftstoffe und Treibhausgasemissionen abgeschätzt.

Kraftstoffnormverbräuche wurden wiederum mit Hilfe von Realfaktoren (ICCT 2016) in reale spezifische Kraftstoffverbräuche umgerechnet.

Eine über die 2020er Jahre zeitlich hinausgehende Abschätzung der Technologiefortschritte und der damit einhergehenden spezifischen Effizienzsteigerungen und Treibhausgasemissionsminderungen von Pkw bis 2050 wurde in (AEA 2012) durchgeführt. Danach können (rein) verbrennungsmotorische Pkw gegenüber der Referenztechnik 2010 bis 2050 spezifische Kraftstoffeinsparungen von bis zu 50 % erreichen. Diese spezifischen Effizienzsteigerungen der einzelnen Jahre wur-

den auf die JEC-Kraftstoffverbräuche bis 2050 angewendet, wobei die Effizienzsteigerung für den reinen Ottoantrieb ab 2040 aufgrund technologischer Grenzen limitiert wurde. Für Japan wurden die gleichen Kraftstoffverbräuche wie in Europa angenommen. Für die spezifischen Energieverbräuche von US-Pkw wurden die Werte aus (GREET 2015) zugrunde gelegt, wobei diese etwas höher ausfallen als europäische Verbrauchsangaben.

9.2 TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Für den Vergleich der CO₂-Emissionen von Pkw werden zunächst relevante energiebezogene Treibhausgasfaktoren (in g CO₂/MJ) für Wasserstoff, Benzin als fossile Kraftstoffe sowie Fahrstrom zusammengestellt. Dabei werden die Treibhausgasemissionen der gesamten Kraftstoff- bzw. Energieversorgungsketten betrachtet. Im zweiten Schritt werden dann entfernungsbezogene Treibhausgasemissionen (in g CO₂/100km) für das Vergleichsfahrzeug dargestellt und diskutiert.

ENERGIETRÄGERBEZOGENE CO₂-EMISSIONEN

Im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen ist zunächst zu unterscheiden zwischen **Tank-to-Wheel-Emissionen** (TiW), die durch die Verbrennung eines Kraftstoffs im Motor entstehen und den **Well-to-Tank-Emissionen** (WiT), die durch die Produktion und Bereitstellung des Kraftstoffes verursacht werden (Vorketten). Mit den **Well-to-Wheel-Emissionen** (WiW) wird die gesamte Nutzungskette des Kraftstoffes bewertet, von der Quelle bis zur Umwandlung in kinetische Energie.

Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entsteht Kohlendioxid, das die Treibhausgasbilanz von Kraftfahrzeugen mit Verbrennungsmotor maßgeblich bestimmt. In den Vorketten aller Kraftstoffarten bzw. Energieträger können auch noch andere Treibhausgase anfallen. Die wichtigsten sonstigen Treibhausgase (Methan, CH₄ und Lachgas, N₂O) werden in den Treibhausgas-Gesamtbilanzen mitberücksichtigt. Wenn dort von CO₂ gesprochen

wird, werden auch die übrigen Treibhausgase in CO₂-Äquivalenten mitgeführt. Im Folgenden werden die Begriffe Treibhausgasemissionen (THG) und CO₂-Emissionen weitgehend synonym benutzt.

Die Zusammenstellung der spezifischen Treibhausgasemissionsfaktoren erfolgte auf Basis der Kraftstoff-Erzeugungspfade und kraftstoffspezifischen Verbrennungsfaktoren der letzten Ausgabe der Well-to-Wheels-Studie der europäischen Forschungsplattform Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC 2014) für Europa. Die Basisdaten der JEC-Studie wurden von der Europäischen Kommission auch bei der Festlegung der typischen sowie der Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen für Biokraftstoffe in der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie 28/2009/EG (EP/Rat 2009a) sowie der EU-Kraftstoffqualitäten-Richtlinie 30/2009/EG (EP/Rat 2009b) und der zugehörigen Richtlinie für die Berechnungsverfahren 2015/652 (Rat 2015) berücksichtigt. Für Japan wird angenommen, dass dieselben Treibhausgasfaktoren gültig sind.

Für die USA werden die Treibhausgasfaktoren aus dem „Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation Model“, kurz „GREET Modell“, des Argonne National Laboratory des Department of Energy (DOE) der US Regierung entnommen (GREET 2015). Das GREET-Modell wird in modifizierter Form für die Festlegung der Kraftstoffpfade des „Low Carbon Fuel Standard“ (LCFS) in Kalifornien verwendet (CCR 2017).

Für die Szenarioberechnungen wurden CO₂-Emissionsfaktoren für drei Kraftstoffarten ermittelt: Ottokraftstoff (Benzin), das ausschließlich Benzin als verbrennungsmotorische Referenz betrachtet werden, ferner Fahrstrom für batterieelektrische Pkw (Battery Electric Vehicle, BEV) und Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV).

Ottokraftstoff

Die WiT-Emissionsfaktoren der JEC-Studie (JEC 2014) für Ottokraftstoff wurden

gemäß einer Neuberechnung der Treibhausgasintensität der Rohölimporte in die EU (ICCT 2014b) angepasst und entsprechen damit den Werten in der EU-Richtlinie zu den Berechnungsverfahren zur EU-Kraftstoffqualitäten-Richtlinie (Rat 2015). Darüber hinaus werden die WiT-Emissionsfaktoren für Ottokraftstoff über den Zeithorizont bis 2050 als konstant angenommen. Da Ottokraftstoffe in ihren Spezifikationen normiert sind, werden unveränderte CO₂-Emissionsfaktoren für die Verbrennung (g CO₂/MJ) angenommen.

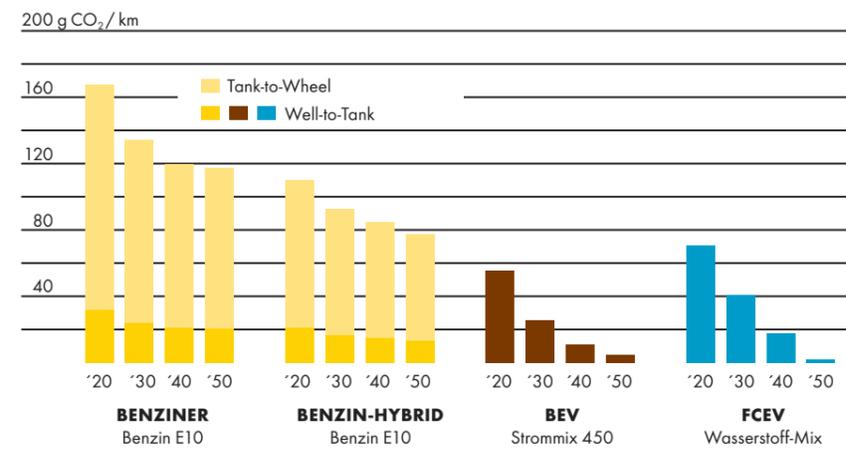
Für alle betrachteten Regionen wird mittel- bis langfristig ein Ottokraftstoff mit 10% Bioethanol unterstellt. Für die EU (und Japan) erfüllen die Bioethanolbeimischungen die Nachhaltigkeitsanforderungen, die sich aus der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie 28/2009/EG (EP/Rat 2009a) sowie der EU-Kraftstoffqualitäten-Richtlinie 30/2009/EG (EP/Rat 2009b) ergeben. Für Ottokraftstoff in den USA gelten die WiT-Emissionsfaktoren für E10 aus dem GREET-Modell (GREET 2015).

Fahrstrom

Je nach Art des eingesetzten Primärenergieträgers und der Konversionstechnologien zur Erzeugung von Strom variieren die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung über einen weiten Bereich. Bei Strom wird eine deutliche Änderung der Erzeugungsstruktur und folglich auch seines spezifischen Emissionsfaktors aufgrund eines steigenden Anteils von erneuerbarer Stromerzeugung im Stromerzeugungsmix bis 2050 erwartet.

Das 450-Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA 2016b) beschreibt die Voraussetzungen, die vom Energiesektor insgesamt sowie vom Stromsektor im Besonderen erfüllt werden müssen, um das 2°C-Klimaziel zu erreichen. Die Emissionsfaktoren für den europäischen, japanischen und US-amerikanischen Strom-Mix werden aus dem ambitionierten 450-Szenario abgeleitet und bis 2050 fortgeschrieben. Insbesondere fordert das IEA 450-Szenario eine starke Dekarbonisierung des Stromsektors durch einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien.

34 SPEZIFISCHE WELL-TO-WHEEL-TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON PKW „REAL WORLD“-FAHRBEDINGUNGEN, EUROPA



Wasserstoff

Auch für den Sekundärenergieträger Wasserstoff gibt es unterschiedliche Erzeugungspfade: Wird er heute in erster Linie durch die Reformierung von Erdgas gewonnen, wird künftig ein steigender Anteil von Biogas aus kommunalen Abfällen, bis zu 10% 2030 und von da an wieder rückläufig auf 0% im Jahr 2050, angenommen. Für einen künftigen Wasserstoffmix wird zusätzlich die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse auf Basis überschüssigen erneuerbaren Stroms angenommen, die 2050 100% erreicht, um eine Senkung der THG-Emissionen um 80% gegenüber 1990 zu ermöglichen. Bei der Berechnung der THG-Emissionsfaktoren des Wasserstoffmixes über die Zeit werden die Emissionsfaktoren aus (JEC 2014) für die einzelnen Erzeugungspfade zugrunde gelegt. Für die USA werden die entsprechenden Erzeugungspfade aus (GREET 2015) herangezogen.

ENTFERNUNGSBEZOGENE CO₂-EMISSIONEN

Werden schließlich noch die unterschiedlichen Antriebsarten berücksichtigt, lassen sich für unterschiedliche Antriebstypen die entfernungsbezogenen CO₂-Emissionen darstellen, und zwar in g CO₂/km. In Abbildung 34 werden die WiW-Emissionen für Brennstoffzellen-Fahrzeuge den WiW-Emissionen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (Otto) und rein batterieelektrischen Antrieben gegenübergestellt.

Für die Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (reiner Benzin und Benzin-Hybrid) zeigt sich, dass mehr als 80% der WiW-THG-Emissionen bei der Verbrennung im Motor entstehen (TiW) und lediglich bis zu 20% bei der Herstellung der Kraftstoffe (WiT). Bei den Elektroantrieben (BEV und FCEV) fallen nur die WiT-THG-Emissionen ins Gewicht, da keine Emissionen im Fahrbetrieb anfallen.

Die fahrleistungsbezogenen WiW-THG-Emissionen fallen für alle betrachteten Antriebsarten über die Zeit ab: Bei den Benzinern werden die Treibhausgasminderungen in erster Linie durch Technologieverbesserungen des Antriebsstrangs erreicht, denn der angenommene Kraftstoffmix ändert sich über den Zeithorizont praktisch nicht. Bei den Elektroantrieben werden die Emissionsreduktionen durch eine Kombination aus Technologieverbesserungen und der Umstellung der Strom- und Wasserstoffherzeugung auf erneuerbare Quellen erzielt.

Es wird deutlich, dass Elektroantriebe deutlich weniger WiW-THG-Emissionen als Verbrenner erzeugen. Dieser Vorteil nimmt bis 2050 sogar noch deutlich zu, da die Effizienzpotenziale von verbrennungsmotorischen Antrieben technisch begrenzt sind.

Bei den Elektroantrieben fällt auf, dass bis 2030 die THG-Emissionen von FCEV gegenüber BEV noch etwas höher sind, weil H₂ noch zu einem relevanten Anteil aus Erdgas reformiert wird; 2050 verhält

es sich umgekehrt. Die BEV werden hier mit Strom aus dem Netz betrieben, dessen THG-Emissionsfaktor auf dem dann treibhausgasarmen Strom-Mix nach dem IEA 450-Szenario (IEA 2016b) basiert. Im 450-Szenario wird im Netz jedoch noch ein kleiner Anteil fossiler Stromerzeugung angenommen, der THG-Emissionen verursacht.

Auf der anderen Seite kann die Wasserstoffherstellung aus überschüssigem erneuerbaren Strom gezielt erfolgen, wenn dieser anfällt und für die weitere Nutzung gespeichert werden kann. Folglich wird Wasserstoff für das FCEV zu 100% aus erneuerbaren Quellen erzeugt (z.B. Windkraft) und nur die bei der Komprimierung des Wasserstoffes benötigte elektrische Energie an der Tankstelle wird aus dem Strom-Mix nach dem IEA 450-Szenario berücksichtigt. Im Ergebnis sind die WiW-THG-Emissionen des FCEV (etwas) geringer als die des BEV.

Die Einführung von Elektroantrieben, insbesondere mit Brennstoffzelle in den Fahrzeugpark liefert einen großen Hebel zur Reduktion der THG-Emissionen des motorisierten Individualverkehrs, wenn auch die Bereitstellung von Fahrstrom und Wasserstoff treibhausgasarm erfolgt.

9.3 H₂-SZENARIEN FÜR PKW

Neben dem 450-Szenario in ihrem World Energy Outlook hat die Internationale Energieagentur in ihren Energy Technology Perspectives (ETP) ein zweites technologieorientiertes 2DS-Szenario entwickelt, das ebenfalls beschreibt, wie das 2°C-Ziel eingehalten werden kann (IEA 2015a). Während „450“ für 450 parts per million CO₂ steht (die für das 2°C Szenario maximale atmosphärische CO₂-Konzentration) und eine Projektion bis 2040 betrachtet, steht 2DS für 2 Degree Scenario und reicht bis 2050. Beide Szenarien gehen von einem stark beschleunigten technologischen Fortschritt aus und stellen sehr hohe Anforderungen an die Reduktion der Emissionen in den Umwandlungs- und Verbrauchssektoren des Energiesystems, also auch im Verkehr, bis 2050.

Eine besondere Bedeutung misst die IEA dabei dem Wasserstoff und der Brennstoffzellentechnologie bei, die signifikant zum

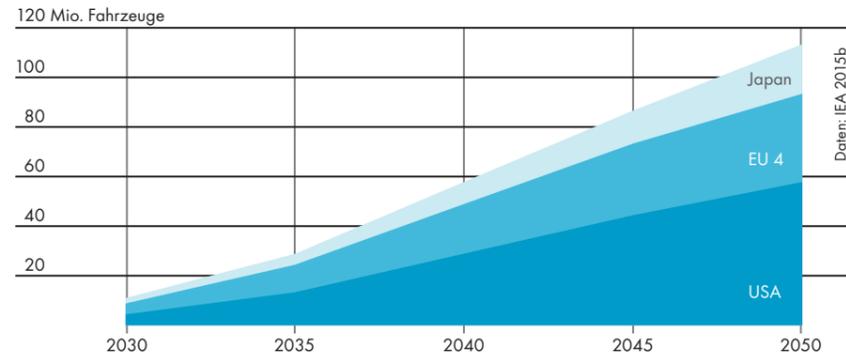
Erreichen von Energie- und Klimazielen beitragen können. Insbesondere im Verkehrssektor kann der Brennstoffzellenantrieb maßgeblich dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen des motorisierten Individualverkehrs zu reduzieren. Abhängig von der Art der Erzeugung des Wasserstoffes, insbesondere bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, können bei einem Brennstoffzellen-Pkw in einer WtW-Betrachtung die THG-Emissionen gegenüber einem Fahrzeug mit einem Ottomotor um mehr als 90% reduziert sein.

Die IEA hat eine „Technology Roadmap“ für Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeuge veröffentlicht (IEA 2015b), in der sie auf dem 2DS-Szenario aufsetzt und in einer Variante dazu untersucht, wie eine beschleunigte Einführung von Wasserstofftechnologien dazu beitragen kann, das 2°C-Ziel zu erreichen (2DS high H₂).

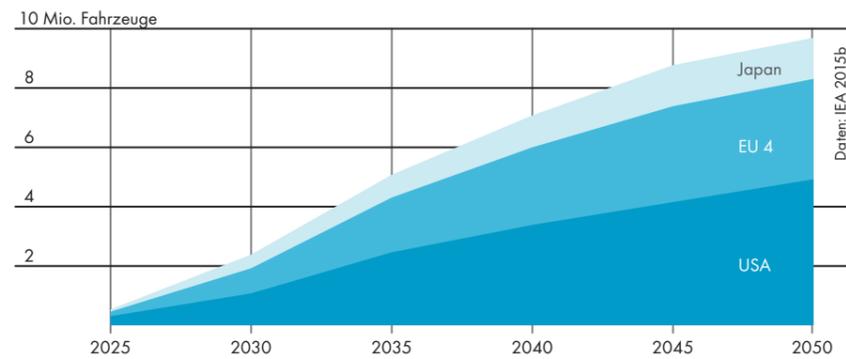
Für den Verkehrssektor in den USA, Japan und den vier großen westeuropäischen Märkten Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Italien (EU 4) beschreibt das 2DS high H₂-Szenario bis 2050 einen Anstieg von FCEVs auf deutlich über 100 Mio. Fahrzeuge. Für Brennstoffzellenfahrzeuge wird in den drei Auto-Regionen ein rascher Markthochlauf unterstellt. In den USA und den EU4 werden danach bereits 2030 jeweils 1 Mio. FCEV neu zugelassen, um die 2DS-Ziele zu erreichen. 2050 wären es in Summe dann nahezu 10 Mio. neue Brennstoffzellen-Pkw in den drei Marktregionen. Zum Vergleich: heute werden weltweit rund 74 Mio. Pkw jährlich neu zugelassen (VDA 2016); 2050 dürften die jährlichen Pkw-Neuzulassungen über 100 Mio. Pkw pro Jahr liegen.

In Abbildung 35 und 36 ist die Entwicklung der FCEV-Flotten in den drei betrachteten Regionen dargestellt. Der größte absolute Anstieg auf fast 60 Mio. Brennstoffzellen-Autos 2050 findet in den USA statt. In den vier europäischen Ländern (EU 4) werden etwa 35 Mio. und in Japan 2050 etwa 20 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge erwartet. Insgesamt werden 2030 rund 11 Mio. sowie 2050 rund 113 Mio. Brennstoffzellen-Pkw zugelassen sein. Auch hier zum Vergleich: weltweit gibt es heute über

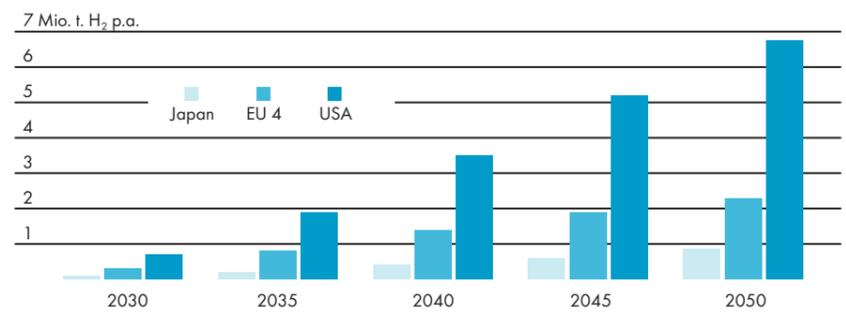
35 ANZAHL DER FCEV IN AUSGEWÄHLTEN MÄRKTEN



36 NEUZULASSUNGEN VON FCEV IN AUSGEWÄHLTEN MÄRKTEN



37 JÄHRLICHER H₂-BEDARF FÜR FCEV NACH DEM 2DS HIGH H₂-SZENARIO



1 Milliarde Pkw (VDA 2016), bis 2050 wird mit einem Pkw-Bestand von rund 2 Milliarden Pkw gerechnet.

Der absolute Energiebedarf der Brennstoffzellenfahrzeuge lässt sich ermitteln, wenn die jährliche Fahrleistung berücksichtigt und die spezifischen Energieverbräuche herangezogen werden. Die typischen jährlichen Fahrleistungen unterscheiden sich in den betrachteten Märkten stark. Für die USA wird eine Fahrleistung von etwa 18.000 km/Jahr angenommen, für Europa etwa 13.000 km/Jahr und für Japan 9.000

km/Jahr. Diese Fahrleistungen werden bis 2050 als konstant angenommen. Auch für die Brennstoffzellenfahrzeuge werden diese durchschnittlichen jährlichen Fahrleistungen unterstellt. Der ermittelte Wasserstoffbedarf pro Jahr, der sich für die Anzahl der Fahrzeuge nach dem 2DS high H₂-Szenario ergibt, ist in Abbildung 37 dargestellt.

Während sich der Bedarf an H₂ in Japan moderat entwickelt, steigt er für die EU 4 und insbesondere für die USA signifikant an. Insgesamt steigt er 2030 auf 1 Mio. t, 2040 auf etwas über 5 Mio. t sowie 2050

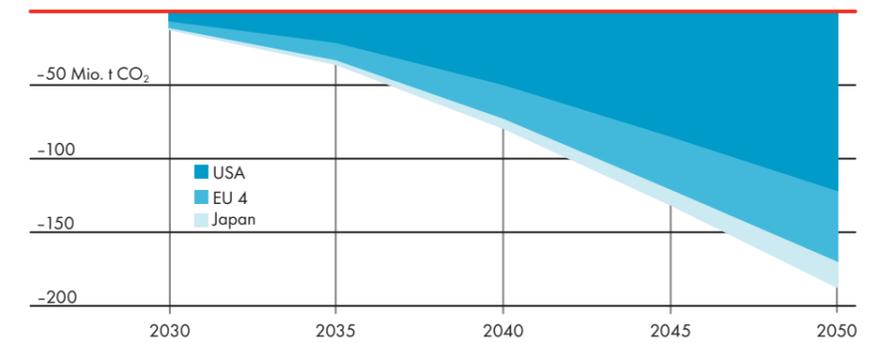
auf 10 Mio. t. Dies entspricht einem Energieäquivalent von etwa 1.200 Petajoule oder dem Energieinhalt von 27 Mio. t reinem Ottokraftstoff. Berücksichtigt man zusätzlich noch den deutlich höheren Wirkungsgrad von Brennstoffzellenfahrzeugen im Vergleich zu ottomotorischen Antrieben, ließen sich durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen gegenüber Hybridfahrzeugen bis zu 38 Mio. t und gegenüber einem reinen Ottoantrieb bis zu 68 Mio. t Ottokraftstoff einsparen.

Wenn dieser Wasserstoff per Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen werden soll, ergeben sich für die Wasserstoffherzeugung folgende Strombedarfe: Für die USA würde dies einen Strombedarf aus Wind und Sonne von über 330 TWh bedeuten. Für die EU 4 immerhin noch mehr als 100 TWh und für Japan mehr als 40 TWh. Zum Vergleich: (IEA 2016b) erwartet im 450-Szenario 2040 für die USA eine gegenüber heute reduzierte Stromproduktion von 4.752 TWh, für die EU von 3.314 TWh und für Japan 864 TWh.

Mit einem zunehmenden Anteil von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen bis 2050 bietet der starke Anstieg der Brennstoffzellenfahrzeuge ein signifikantes THG-Einsparpotenzial in der Fahrzeugflotte. Unter der Annahme, dass die FCEV in erster Linie Pkw mit reinem Ottomotorantrieb ersetzen, ergibt sich WtW ein THG-Einsparpotenzial von über 190 Mio. t pro Jahr und TiW ein THG-Einsparpotenzial von über 180 Mio. t pro Jahr in den drei betrachteten Regionen im Jahr 2050.

Hierbei teilt sich das Einsparpotenzial über die drei betrachteten Regionen wie folgt auf: In den USA können WtW bis zu 125 Mio. t CO₂ pro Jahr und TiW bis zu 120 Mio. t CO₂ eingespart werden. In den EU 4 bis zu 49 Mio. t CO₂ WtW und bis zu 45 Mio. t CO₂ TiW und schließlich in Japan WtW 18 Mio. t CO₂ und TiW 14 Mio. t CO₂. Kumuliert über den gesamten Zeithorizont bis 2050 lassen sich im Vergleich zu ottomotorischen Alternativen, in den drei Regionen WtW mehr als 1,5 Gigatonnen und TiW etwa 1,6 Gigatonnen einsparen.

38 EINGESPARTE WTW-THG-EMISSIONEN DURCH FCEV IM VERGLEICH ZU REINEN BENZINMOTOREN



FCEV sparen TiW 100% Emissionen ein. Daher ist dieser Anteil in der kumulativen Betrachtung bis 2050 größer als die WtW-Einsparungen, in denen kumuliert höhere WtW-Emissionen der FCEV vergleichsweise niedrigeren der Ottoantriebe gegenüberstehen.

Eine Einordnung der im 2DS high H₂-Szenario erreichten Emissionsminderungen kann anhand der gesamten verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen des New Policies Scenarios (NPS) der Internationalen Energieagentur (IEA 2016b) für 2014

vorgenommen werden. Dieses Szenario stellt das „Baseline-Szenario“ in (IEA 2016b) und beschreibt die Entwicklung des Energiesektors basierend auf den aktuell bestätigten Verpflichtungen der Staaten bezüglich Energie- und THG-Einsparung, und reflektiert somit die aktuelle Situation. Im NPS werden für die USA etwas weniger als 1.700 Mio. t CO₂ jährlicher verkehrsbedingter Emissionen ausgewiesen, für die EU rund 860 Mio. t CO₂ und für Japan rund 210 Mio. t CO₂. Hier werden nur TiW-Emissionen betrachtet.

ZWISCHENFAZIT

Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Pkw (FCEV) sind deutlich effizienter als Pkw mit Verbrennungsmotor. FCEV können damit wesentlich zur Diversifizierung der Energieversorgung sowie zur Energieeinsparung im motorisierten Straßenverkehr beitragen.

Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (wie Wind oder Biogas) besitzt sehr niedrige spezifische Treibhausgasemissionen. Zusammen mit dem effizienteren Antrieb von FCEV ergeben sich gegenüber verbrennungsmotorischen Fahrzeugen, die mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden, bis zu 90% niedrigere entfernungsbezogene Treibhausgasemissionen. Je nach Erzeugungspfad weisen FCEV (etwas) höhere/niedrigere spezifische Treibhausgasemissionen auf als batterieelektrische Pkw (BEV).

In einem ambitionierten 2DS high H₂-Szenario der Internationalen Energieagentur, welches die klimapolitischen Anforderungen des 2°C-Klimaziels erfüllt, nimmt in drei Schwerpunkt-märkten (USA, ausgewählte Pkw-Märkte in Europa sowie Japan) der Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2050 auf circa 113 Mio. Einheiten zu; hierfür steigen die FCEV-Neuzulassungen im Jahr 2030 auf je 1 Mio. in EU und USA sowie 2050 für alle betrachteten Regionen auf rund 10 Mio.

Basierend auf diesen Pkw-Flottenszenarien wurden für die 113 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge ein Wasserstoffkonsum im Jahr 2050 von rund 10 Mio. Tonnen Wasserstoff (pro Jahr) ermittelt. Werden durch die Brennstoffzellenfahrzeuge effiziente Benzin-Pkw verdrängt, lassen sich – je nach Ausführung des Benzinfahrzeuges (Hybrid vs. reiner Benziner) – hierdurch 38 bis 68 Mio. t fossiler Ottokraftstoff sowie über 190 Mio. t verkehrsbedingter CO₂-Emissionen im Jahr 2050 einsparen.

WASSERSTOFF – ENERGIE DER ZUKUNFT

In den vergangenen Jahren hat Shell eine Reihe von Szenario-Studien zu wichtigen Energiefragen veröffentlicht: zum einen Studien für die Verbrauchssektoren motorisierter Individualverkehr (Pkw) und Nutzfahrzeuge (Lkw und Busse) sowie die Energie- und Wärmeversorgung privater Haushalte, zum anderen Studien über den Stand und die Perspektiven einzelner Energieträger und Kraftstoffe, darunter Biokraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas.

Wasserstoff ist ein viel beachtetes Element. Als Energieträger gilt Wasserstoff schon lange als mögliche Basis einer nachhaltigen Energiezukunft. Allerdings steht Wasserstoff nicht isoliert, sondern vielmehr mit anderen Energien und ihren Nutzungstechnologien in Wechselwirkung und Konkurrenz. Es stellt sich die Frage, ob Wasserstoff die oder zumindest eine wichtige Energie der Zukunft sein kann.

DAS ELEMENT WASSERSTOFF



Wasserstoff war das erste Element nach dem Urknall. Er ist der häufigste Stoff im Universum sowie die ergiebigste Energiequelle für Sterne wie die Sonne. Hydrogenium (H) ist das erste Element im Periodensystem der Chemie und zugleich das kleinste und leichteste Atom. In Reinform tritt

Wasserstoff auf der Erde nur in molekularer Form (H₂) auf. Irdischer Wasserstoff kommt hauptsächlich in gebundener Form vor, insbesondere als Wassermolekül (H₂O).

Wasserstoff wurde im 18. Jahrhundert als „brennbare Luft“ entdeckt. Schon im 19. Jahrhundert spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle in zeitgenössischen Zukunftsvisionen, insbesondere in solchen zur Energiewirtschaft und Fortbewegung. Die Raumfahrt und knapper werdende Ressourcen beflügeln in den 1960/70er Jahren die Wasserstoffphantasien weiter. Seit den 1990er Jahren erhielt Wasserstoff durch das drängender werdende Problem einer nachhaltigen Energieversorgung Auftrieb. In der jüngeren Vergangenheit geht es vor allem um

Shell ist schon seit Jahrzehnten in der Wasserstoff-Forschung, -Entwicklung und -Anwendung aktiv und betreibt ein eigenes Geschäftsfeld Shell Hydrogen. In Zusammenarbeit mit dem Wuppertal Institut hat Shell jetzt eine Energieträger-Studie zum Thema Wasserstoff erstellt.

Die Shell Wasserstoff-Studie befasst sich mit dem aktuellen Stand der Wasserstoffgewinnung und Anwendungstechnologien sowie mit der Frage, welche Potenziale und Perspektiven Wasserstoff als Energieträger besitzt. Neben stofflichen und nicht-automobilen Anwendungen stehen entsprechend dem Untertitel *Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂* der Einsatz von Wasserstoff im Straßenverkehr und hier speziell in Brennstoffzellen-Pkw im Fokus.

die Rolle von Wasserstoff in einer zunehmend strombasierten Energiewirtschaft.

Aufgrund seiner besonderen physikalischen Eigenschaften ist Wasserstoff ein nahezu „permanentes Gas“, denn Wasserstoffgas lässt sich erst bei sehr tiefen Temperaturen (unter -253°C) verflüssigen. Wegen seiner geringen Dichte wird H₂ meist als Druckgas gespeichert. Die charakteristischste Eigenschaft des Wasserstoffes ist seine Brennbarkeit. Überdies besitzt er die mit Abstand höchste gravimetrische Energiedichte aller heute verwendeten Energieträger. Aufgrund seiner chemischen Eigenschaften erfordert der Umgang mit Wasserstoff große Sorgfalt.

die Vergasung, die in der Regel auf fossile Primärenergieträger angewendet werden. Als Nebenprodukt aus industriellen Produktionsprozessen steht nur wenig noch ungenutzter Restwasserstoff für die energetische Nutzung zur Verfügung.

Die Bedeutung von erneuerbaren Energien bei der Herstellung von H₂ ist bislang noch gering, wird jedoch künftig zunehmen. Der Anteil von strombasierter Elektrolyse liegt heute bei 5% an der globalen Wasserstoffproduktion, allerdings handelt es sich

hierbei vielfach noch um Strom aus dem Stromnetz. Große Zukunftspotenziale werden in der Elektrolyse aus überschüssigem erneuerbaren Strom gesehen.

Seit über 100 Jahren wird die alkaline Elektrolyse in der Industrie eingesetzt. An weiteren Elektrolyseverfahren mit verbesserten Leistungsparametern (Umwandlungseffizienz, Kosten) wird gearbeitet.

Die Wasserstoffherstellung aus Biomasse ist im globalen Maßstab zwar noch zu vernachlässigen, technisch aber möglich. Während thermo-chemische Verfahren wie Biomasse-Vergasung und Biogas-Reformierung bereits genutzt werden, stehen biochemische Verfahren noch am Anfang. Die Verfügbarkeit von Biomasse zur Wasser-

stoffherstellung muss unter Nachhaltigkeitsanforderungen geprüft werden, da es sich um einen begrenzten Rohstoff handelt.

Als Hauptpfade der Wasserstoffbereitstellung werden die Dampfreformierung von Erdgas und Biogas und die Elektrolyse hinsichtlich Energieaufwand, Treibhausgasemissionen und Bereitstellungskosten untersucht und verglichen. Danach weist per Elektrolyse aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff die geringsten Treibhausgasemissionen auf. Der Primärenergieaufwand ist bei Elektrolyse mit Stromnetzstrom hoch. Für die Erdgas- und Biogas-Reformierung sowie Elektrolyse aus erneuerbarem Strom wird dagegen wenig Primärenergie verbraucht, allerdings bei der

Elektrolyse hier mit hohen Anteilen an erneuerbaren und nur geringen Anteilen fossiler Primärenergien. Über alle betrachteten Herstellverfahren lässt sich Wasserstoff zentral günstiger herstellen als in kleineren, dezentralen Anlagen. Am kostengünstigsten ist die zentrale Erdgasreformierung mit Erzeugungskosten von 1 bis 2 Euro pro Kilogramm Wasserstoff. Die Elektrolyse ist noch deutlich teurer; ihre wirtschaftliche Attraktivität hängt wesentlich von den Strompreisen ab. Biomasse-basierte Herstellverfahren liegen zwischen der Erdgasreformierung und der Elektrolyse. Signifikante Kostensenkungspotenziale werden vor allem für die dezentrale Erdgasreformierung, die zentrale Elektrolyse und die zentralen Biomassepfade erwartet.

SPEICHERUNG & TRANSPORT



Die technisch-physikalischen und chemischen Eigenschaften von H₂ erfordern für die Wasserstofflogistik (Speicherung und Transport) einen höheren Aufwand im Vergleich zu anderen Energieträgern. Da Wasserstoff nur eine sehr geringe volumetrische Energiedichte besitzt, muss er zwecks Speicherung und Transport verdichtet werden.

Die wichtigste kommerzielle Methode ist die Speicherung als Druckgas. Für den Endanwender kommen Hochdrucktanks unterschiedlicher Ausführung (350, 700 bar) in Frage. Zur Erzielung einer höheren Speicherdichte kann Wasserstoff auch

verflüssigt werden, dazu muss er allerdings auf -253°C herabgekühlt werden. Je höher die Speicherdichte, desto größer der benötigte Energieaufwand für die Kühlung und die Kompression. Deshalb wird an effizienteren Speicherverfahren gearbeitet.

H₂ kann anders als Strom sehr gut und in großen Mengen über längere Zeiträume gespeichert werden. Niederdruck-Untergroundspeicher (etwa Kavernen) können mit H₂ aus überschüssigem erneuerbaren Strom gefüllt werden und als Pufferspeicher für den Stromsektor fungieren. Bislang sind allerdings nur wenige solcher Untergroundspeicher mit Wasserstoff in Betrieb.

Neuartige Stoffspeicher können Metallhydride, Flüssigkeiten oder Oberflächen (Sorbente) sein. Die meisten dieser Speicherverfahren befinden sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

Wasserstoff wird heute meist per Lkw in Gasdruckbehältern transportiert, teilweise auch in kryogenen Flüssigtanks. Allerdings können nur etwa 0,5 bis 1 t gasförmiger bzw. bis zu etwa 4 t flüssiger Wasserstoff per Lkw-Trailer transportiert werden.

Für ausgewählte Standorte gibt es regionale Wasserstoffpipelines. Die längsten Pipelines verlaufen in den USA und Westeuropa. Die Erdgasversorgungsinfrastruktur (Pipelines und Untergroundspeicher) könnten perspektivisch auch dem Transport und der Lagerung von Wasserstoff dienen.

Hinsichtlich der Transportökonomie eignet sich flüssiger Wasserstoff für den Transport über größere Entfernungen, gasförmiger Druckwasserstoff über kürzere Entfernungen in kleineren Mengen, während Pipelines für große Volumina vorteilhaft sind.

BEREITSTELLUNGSPFADE



Da Wasserstoff auf der Erde in der Regel nur in gebundener Form vorkommt, muss er für die stoffliche oder energetische Nutzung gezielt hergestellt werden. Das kann mit unterschiedlichen technischen Verfahren geschehen und in diesen technischen

Herstellprozessen können verschiedene Primärenergieträger – fossile wie erneuerbare, feste, flüssige oder gasförmige – genutzt werden.

Der für die Wasserstoffherstellung wichtigste Primärenergieträger ist heute Erdgas mit 70%, es folgen Öl, Kohle und Strom (als Sekundärenergie). Das verbreitetste Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff ist die Dampfreformierung (von Erdgas). Weitere Herstellmethoden sind die partielle Oxidation, die autotherme Reformierung sowie

NUTZUNG



Wasserstoff ist ein vielseitig einsetzbarer chemischer Grundstoff. Grundsätzlich lässt sich zwischen stofflicher und energetischer Nutzung unterscheiden.

Die wichtigsten stofflichen Anwendungen in der Industrie sind die Ammoniaksynthese, die vor allem für die Produktion stickstoffhaltiger Düngemittel eingesetzt wird sowie die Methanolsynthese. Weiterhin fällt Wasserstoff bei der Rohölverarbeitung in Raffinerien an. Gleichzeitig wird Wasserstoff zur Bearbeitung und Veredelung von Ölprodukten in Raffinerien benötigt – etwa beim Hydrotreating oder beim Hydrocracken. Bei der energetischen Nutzung geht es

darum, die im Wasserstoff enthaltene Energie in Wärme, Kraft oder Strom umzuwandeln. Die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger in reinen Wärme-Kraft-Prozessen wird heute jedoch kaum noch verfolgt, im Vordergrund der energetischen Wasserstoffnutzung steht die Brennstoffzelle. Diese weist prinzipbedingt deutlich höhere elektrische und Gesamtwirkungsgrade als Wärme-Kraft-Prozesse auf. Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde bereits im

19. Jahrhundert entdeckt. Bei kontinuierlicher Brennstoffzufuhr wird chemische direkt in elektrische Energie umgewandelt. Als Umkehrprozess der Elektrolyse werden H₂ und Sauerstoff zu H₂O rekombiniert – unter Produktion von Gleichstrom.

Vor allem in den letzten Jahren haben Brennstoffzellen große technische Fortschritte gemacht. Inzwischen gibt es eine Vielzahl an Typen, die sich anhand der verwendeten Elektrolyten (Ionenleiter) und ihrer Betriebstemperatur unterscheiden.

Niedrige Betriebstemperaturen ermöglichen dynamisches Lastverhalten. Hohe Temperaturen bevorzugen kontinuierliche Lasten und sind robuster gegenüber Schwankungen der Brennstoffqualität. Zudem können die einzelnen Brennstoffzellentypen nach vorheriger externer oder interner Reformierung (teilweise) unterschiedliche wasserstoffhaltige Brennstoffe verwenden (wie Erdgas oder Methanol). Die Niedertemperatur-Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) dominiert heute den Weltmarkt. Sie gilt aufgrund ihrer Leistungsdichte, Flexibilität und Kostensenkungspotenziale für Mobilität als am besten geeignet. Daneben hat sich die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) etabliert, die für die kontinuierliche Hausenergieversorgung sowie im Kraftwerksbereich eingesetzt wird. Großen Einfluss auf die Systemkosten und die Leistung haben die an den Elektroden verwendeten Katalysatoren. An Einsparungen und günstigeren Katalysatormaterialien wird gearbeitet.

STATIONÄRE ENERGETISCHE NUTZUNG



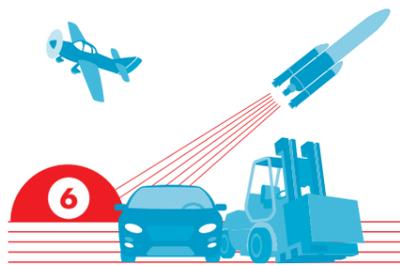
Stationäre Brennstoffzellen sind ein wichtiger Treiber der globalen Marktentwicklung für Brennstoffzellensysteme, was die Stückzahlen wie auch die installierten Kapazitäten angeht.

Brennstoffzellen werden zunehmend alternativ zu Generatoren und Akkumulatoren als Backup in der Stromversorgung eingesetzt, entweder als Notstromaggregate oder unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV).

Da Brennstoffzellen Strom und Wärme erzeugen, werden sie vermehrt als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die Strom- und Wärmeversorgung im Kraftwerksbereich und im Gebäudesektor eingesetzt. Aufgrund ihres hohen Gesamtwirkungsgrades stellen Mikro-KWK-Brennstoffzellensysteme eine wichtige Zukunftsoption für eine energieeffiziente Hausenergieversorgung dar. Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung werden in der Regel mit Erdgas betrieben (externe oder interne Reformierung). Erste kommerzielle Mikro-KWK-Anlagen für den Gebäudesektor auf Brennstoffzellenbasis – Typ PEMFC und SOFC – sind verfügbar. In Deutschland, Europa und Japan gibt es mit „callux“, „ene.field“ und „Ene-Farm“ bereits große Demonstrationsprojekte bzw. Markteinführungsprogramme für häusliche Brennstoffzellensysteme. In Japan waren im Rahmen des Ene-Farm-Programms Ende 2016 bereits nahezu 200.000 Mikro-KWK-Anlagen installiert; bis 2030 sollen es 5,3 Mio. solcher Anlagen werden.

Die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-basierter Mikro- bzw. Mini-KWK im Gebäudesektor hängt von den jeweiligen Strom- und Erdgaspreisen ab. Ihr Einsatz bedarf (vorläufig) noch einer weiteren markthochlaufabhängigen Förderung.

MOBILE ANWENDUNGEN



Wasserstoff kann als Energiequelle für mobile Anwendungen eingesetzt werden. Zunächst wurde H₂ auch in Verbrennungskraftmaschinen erprobt. Heute wird Wasserstoff im Verkehrssektor nahezu ausschließlich in Brennstoffzellen eingesetzt. Die Raumfahrt war die historische und technische Keimzelle für die Entwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik.

Wasserstoff-Brennstoffzellen-Systeme sind prinzipiell für fast alle Verkehrsmittel geeignet. Sie weisen jedoch je nach Verkehrsmittel und Anwendung unterschiedliche Technologiereife auf. Die technologische Reife eines Produktes kann anhand der Technology Readiness Levels (TRL) der US-Weltraumbehörde NASA bestimmt werden. Die TRL-Skala reicht von Stufe 1 bis maximal 9. Eine ausreichende Technologiereife, das heißt mindestens „nachgewiesene Funktionstüchtigkeit im Einsatzfeld (= TRL 8)“ ist notwendige Voraussetzung für die Markteinführung in den jeweiligen mobilen Anwendungsbereichen.

Flurförderzeuge wie Gabelstapler oder Zugmaschinen für Material Handling sind technisch nahezu ausgereift und befinden sich bereits in der frühen Kommerzialisierung.

Pkw haben technisch Serienreife erreicht, Busse stehen kurz davor. Flurförderzeuge weisen den größten Bestand auf; in Nordamerika sind es über 11.000. Brennstoffzellen-Pkw bieten mittlerweile die gleiche Funktionalität wie Pkw mit Verbrennungsmotor. Busse sind aufgrund öffentlicher Förderprojekte das am intensivsten erprobte Verkehrsmittel.

Großen Entwicklungsbedarf gibt es noch bei Schiene, Schiff und Flugzeugen: Leichte Schienenfahrzeuge und leichte Lkw können von erprobter Bustechnik profitieren. Für schwere Lkw, Verkehrsflugzeuge und Handelsschiffe liegen noch keine Konzepte vor; sie können Brennstoffzellen jedoch als effizienten Energielieferanten für Hilfsaggregate (Auxiliary Power Units) nutzen.

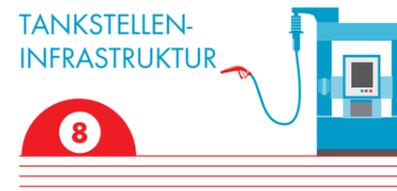
AUTOKOSTEN



Ein wichtiger Faktor für die Entscheidung, ein Fahrzeug zu kaufen oder zu halten, ist wirtschaftlicher Natur: die Kosten. Dabei kann es sich um die Fahrzeug-Anschaffungskosten, um laufende Kosten für Betriebsstoffe oder um auf Fahr- oder Transportleistung bezogene Autokosten handeln. Erst wenn die Kosten unterschiedlicher Antriebsarten ausreichend nahe beieinander liegen, kommen meist weitere nicht-ökonomische Entscheidungsfaktoren zum Tragen.

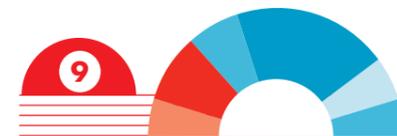
Brennstoffzellen-Pkw waren bei bisherigen Anschaffungs- und Kraftstoff-Kostenstrukturen noch nicht wettbewerbsfähig. In einem ambitionierten Klimaszenario mit raschem technologischen Fortschritt, Skaleneffekten in der Produktion und Marktentwicklung würde automobiler Brennstoffzellentechnik rasch deutlich günstiger erzeugt, und bei sinkenden Kosten für Technik und Infrastruktur als Kraftstoff zu niedrigeren Preisen distribuiert und vermarktet werden.

TANKSTELLEN-INFRASTRUKTUR



Für die Entwicklung einer automobilen Wasserstoffwirtschaft bedarf es einer neuen Infrastruktur, welche die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff möglichst flächendeckend übernehmen muss. Weltweit gibt es heute (2016) rund 210 Wasserstoff-Tankstellen und rund 2.500 wasserstoffbetriebene Kraftfahrzeuge. Die H₂-Tankstellen und Brennstoffzellen-Fahrzeugflotten konzentrieren sich bislang auf die USA, Westeuropa und Asien/Japan. Infrastruktur- und Flottenentwicklung haben sich zuletzt deutlich beschleunigt. Wasserstoff-Tankstellen bestehen aus den technischen Komponenten H₂-Speicher, Verdichter, Kompressor, Vorkühler/Verdampfer und Dispenser (Zapfanlage). H₂-Tankstellen waren bisher meist noch Einzelanfertigungen. Durch Modularisierung von technischen Komponenten und Serienfertigung können die Kosten des Ausbaus gesenkt werden. Ferner tragen international abgestimmte H₂-spezifische Normen und Standards maßgeblich zu effizientem und sicherem Tankstellenausbau bei. Durch regulatorische und technische Standardisierung sowie Skaleneffekte werden substantielle Kostenreduktionspotenziale von rund 50% in den kommenden Jahren erwartet.

ENERGIE UND UMWELT, H₂-PKW-SZENARIOEN



Der Verkehr ist ein wichtiger Verbrauchs- und Emissionssektor. Weltweit verursachte der Straßenverkehr 2014 rund 5,7 Gigatonnen CO₂-Emissionen. Von 1990 bis

2014 stiegen die straßenverkehrsbedingten CO₂-Emissionen um 71%. Da auch bei forcierter Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung auf öffentliche bzw. umweltschonendere Verkehrsmittel der Straßenverkehr weltweit weiter wächst, ist es umso wichtiger, negative Energie- und Umwelteffekte von Kraftfahrzeugen zu mindern.

Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Pkw (FCEV) sind deutlich effizienter als Pkw mit Verbrennungsmotor. FCEV können

Verbrennungsmotor zunehmend attraktiver, und zwar nicht nur wirtschaftlich.

Wenn mit größeren Pkw-Stückzahlen die Lücke der Anschaffungskosten gegenüber batterieelektrischen Pkw näherungsweise geschlossen werden kann, können Brennstoffzellen-Pkw auch gegenüber (lokal) emissionsfreien batterieelektrischen Fahrzeugen eine relevante Alternative darstellen. Denn bei ähnlichen Autokosten besitzen FCEV gegenüber BEV noch weitere Vorteile wie mehr Komfort, größere Reichweiten sowie geringere Ladezeiten. Werden BEV hingegen in puncto Komfort, Reichweite oder Ladezeit technisch aufgerüstet, würden sie teurer und büßten etwaige wirtschaftliche Vorteile gegenüber FCEV ein.

Je nach Kapazität, Auslegung und Auslastung unterscheiden sich die absoluten und spezifischen Tankstelleninfrastrukturkosten. Durch die Auswahl angemessener Größen und Versorgungskonzepte lässt sich das H₂-Tankstellenangebot an die Nachfrage anpassen; Infrastrukturkosten können durch schrittweisen Ausbau eingespart werden. Gleichwohl besteht zu Beginn der Markthochlaufphase das Risiko einer signifikanten Unterauslastung. In der frühen Markthochlaufphase bedarf es daher zeitlich begrenzter finanzieller Unterstützung für den Infrastrukturausbau. Auch ist eine Synchronisierung der Netzentwicklung mit dem Aufbau von H₂-Flotten erforderlich. Hierfür haben sich in führenden Regionen eine Reihe von Wasserstoff-Initiativen gegründet.

damit wesentlich zur Diversifizierung der Energieversorgung sowie zur Energieeinsparung im motorisierten Straßenverkehr beitragen.

Wird Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt, besitzt er sehr niedrige spezifische Treibhausgasemissionen. Zusammen mit dem effizienteren Antrieb ergeben sich gegenüber mit fossilen Kraftstoffen betriebenen verbrennungsmotorischen Fahrzeugen deutlich niedrigere entfernungsbezogene Treibhausgasemissionen. Je nach Erzeu-

gungspfad weisen FCEV (etwas) höhere/niedrigere, grundsätzlich aber ähnliche spezifische Treibhausgasemissionen auf wie batterieelektrische Pkw.

In einem ambitionierten „2DS high H₂“-Szenario der Internationalen Energieagentur,

welches die klimapolitischen Anforderungen des 2°C-Klimaziels erfüllt, nimmt in drei Schwerpunktmärkten (USA, ausgewählte Pkw-Märkte in Europa sowie Japan) der Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2050 auf circa 113 Mio. Einheiten zu. Hierfür steigen die jährlichen FCEV-Neuzu-

lassungen 2030 auf je 1 Mio. in EU und USA sowie im Jahr 2050 für alle betrachteten Regionen auf rund 10 Mio. Fahrzeuge.

Mit Hilfe von Annahmen zu Fahrzeugfahrleistungen, fahrleistungsbezogenen Energiebräuchen sowie energieträgerspezifischen

Treibhausgasfaktoren für die verbrauchten Kraftstoffe lässt sich für die Pkw-Flotte von 113 Mio. Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2050 ein Wasserstoffkonsum von rund 10 Mio. Tonnen Wasserstoff (pro Jahr) ermitteln. Werden durch die Brennstoffzellenfahrzeuge effiziente Benzin-

Pkw verdrängt, lassen sich – je nach Ausführung des Benzinfahrzeuges (Hybrid vs. reiner Benzin) – hierdurch 38 bis 68 Mio. Tonnen fossiler Ottokraftstoff sowie über 190 Mio. Tonnen verkehrsbedingter CO₂-Emissionen im Jahr 2050 einsparen. Kumuliert über den gesamten Zeithorizont

von heute bis 2050 lassen sich im Vergleich zu ottomotorischen Alternativen mehr als 1,5 Gigatonnen Treibhausgasemissionen einsparen.

POLICY ASKS FÜR DIE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen als Energiewandler können einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und damit zur Erreichung des globalen 2°C-Klimaziels leisten. Wasserstoffherstellungs- und Anwendungstechnologien haben in den vergangenen Jahren signifikante Fortschritte gemacht. Allerdings stehen Wasserstoff und Brennstoffzelle beide noch am Anfang eines breiten kommerziellen Einsatzes im globalen Energiesystem. Sie bedürfen daher von Seiten des Staates und der Gesellschaft noch weiterer Unterstützung und Förderung.

Welche Aktionen und Maßnahmen sind erforderlich, damit sich Wasserstoff und Brennstoffzelle letztendlich zu tragenden Säulen eines nachhaltigen Energiesystems der Zukunft entwickeln können? Im Folgenden werden wichtige Forderungen, die helfen können, die Rahmenbedingungen für eine künftige Wasserstoffwirtschaft zu verbessern, in zehn Punkten entlang der Wasserstoffherstellungs- und Verwendungskette zusammengefasst. Jede Einzelmaßnahme ist wichtig; idealerweise handelt es sich jedoch um ein konsistentes Maßnahmenbündel, in dem die einzelnen Schritte ineinandergreifen – oder mehr noch, mit Maßnahmen für andere Sektoren abgestimmt sind.

1 HERSTELLUNG

Die Weiterentwicklung von Wasserstoffherstellungsverfahren aus Elektrolyse sowie emissionsarmer Reformierung muss u.a. mit Blick auf die Herstellkosten, die Effizienz und die Flexibilität des Einsatzes durch eine passgenaue FuE-Politik unterstützt werden. Für die Herstellung grünen Wasserstoffs, elektrolytisch mit Strom aus erneuerbaren Energien oder durch Biogas-Reformierung, sind vor allem für die Phase des Markteintritts wirtschaftliche Anreize notwendig.

2 SPEICHERUNG UND TRANSPORT

Langfristig müssen die großtechnischen Speicher- und Transportmöglichkeiten für Wasserstoff (weiter) verbessert werden. Dies betrifft die Einlagerung von Wasserstoff, der aus überschüssigem erneuerbaren Strom erzeugt wurde, in Großspeichern (Kavernen). Darüber hinaus ist im Bereich der Stoffspeicher (Hydride, Flüssigkeits- und Oberflächenspeicher) weitere vorkommerzielle Grundlagenforschung erforderlich. Zum anderen muss die Wasserstofftransportinfrastruktur (wie Wasserstoffpipelines) bedarfsgerecht weiterentwickelt werden.

3 BRENNSTOFFZELLEN

Die Weiterentwicklung von mobilen und stationären Brennstoffzellen als wichtigste energetische Technologien der Wasserstoffnutzung sollte in puncto Herstellkosten und Effizienz sowie Langzeitstabilität durch technologisch vielseitige FuE-Förderung unterstützt werden.

4 STATIONÄRE ANWENDUNGEN

Back-up-Anlagen für die Notstrom- bzw. unterbrechungsfreie Stromversorgung, Mikro-KWK-Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung und (Block-)Heizkraftwerke bedürfen trotz signifikanter Fortschritte in den vergangenen Jahren noch weiterer Technologieförderung. Ihre Markteinführung muss finanziell und/oder regulatorisch zumindest temporär unterstützt werden.

5 MOBILE ANWENDUNGEN

Brennstoffzellenfahrzeuge sind Elektrofahrzeuge. Die Anschaffung von Brennstoffzellen-Pkw und -Bussen sollte durch öffentliche Beschaffungsprogramme, direkte finanzielle Anreize oder Privilegierung von Fahrzeugen (wie Aus-

nahmen bei Einfahrverboten) temporär unterstützt werden. Die Entwicklung von Alternativtechnologien in Bereichen mit heute noch sehr begrenztem Portfolio ausgereifter nachhaltiger Technologien (z.B. Lkw, Schiff, Flugzeug) benötigt weitere FuE-Förderung.

6 INFRASTRUKTUR / TANKSTELLEN

Der Ausbau von Wasserstoff-Tankstellen bedarf insbesondere in der auslastungsschwachen Einführungsphase einer finanziellen Lasten- und Risikoteilung. Staatliche Infrastrukturförderung sollte diesbezüglich einen Beitrag leisten. Der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen sollte in abgestimmter und bedarfsgerechter Weise mit dem Fernziel Flächendeckung erfolgen.

7 NORMEN UND STANDARDS

Wasserstoff muss einfach, effizient und sicher zu handhaben sein. Hierzu bedarf es einheitlicher möglichst internationaler wasserstoffspezifischer technischer Normen und Standards für Anlagen, Geräte und Produkt (H₂).

8 ENERGIETRÄGER UND KRAFTSTOFF

Für die Verwendung von grünem Wasserstoff müssen entsprechende Anreizsysteme geschaffen werden – etwa durch Anrechnung auf die EU-Treibhausgasminderungsquote für Kraftstoffe oder den Aufbau von Kapazitätsmärkten für Speicher und Demand-Side-Management-Maßnahmen. Für die Wasserstoffherstellung aus Strom muss ein „level playing field“ zu anderen Optionen wie Stromspeichern oder Power-to-X hergestellt werden. Die Elektrolyse darf nicht zusätzlich durch Abgaben belastet werden, denn Elektrolyseure sind keine Endverbraucher von (erneuerbarem) Strom. Bestehende Ungleichbehandlungen auf der Produktebene sollten abgeschafft werden.

9 TECHNOLOGIE-AKZEPTANZ

Wasserstoff ist heute (noch) kein alltäglich erfahrendes Produkt bei Endverbrauchern. Wasserstoff und seine Nutzungstechnologien sind vielmehr noch neu für die allermeisten Konsumenten. Neue Energietechniken erfordern Offenheit, Erlernen, Gewöhnung der künftigen Anwender/Nutzer. Aufklärung und Vermittlung technologierelevanter Informationen sind unabdingbare Voraussetzungen für ihre Akzeptanz bei Verbrauchern und Bürgern. Hierfür müssen adäquate Kommunikations-, Erfahrbarkeits- und Engagement-Formate geschaffen werden.

10 SYNERGIE

Um eine globale Wasserstoffwirtschaft rasch voranzubringen, müssen Synergien erzeugt werden – durch Zusammenarbeit zwischen Städten, Regionen und Staaten sowie mit relevanten Wirtschaftsakteuren. Wichtig ist ferner die Kopplung von Erzeugungs- und Verbrauchssektoren, aber auch die übergreifende Abstimmung von Technologieträgern wie Batterietechnik und Brennstoffzelle.



LITERATURVERZEICHNIS

- ADAC 2016: ADAC, Autokosten 2016. Berechnungsgrundlagen für die standardisierte Kostenberechnung, München 2016.
- AEA 2012: AEA Technology plc (AEA), A review of the efficiency and cost assumptions for road transport vehicles to 2050, Didcot/UK 2012.
- AFDC 2017: Alternative Fuels Data Center (AFDC), The Information Source for Alternative Fuels and Advanced Vehicles, Hydrogen, Washington 2017, <http://www.afdc.energy.gov>
- Aicher et al. 2004: Thomas Aicher, Ludger Blum, Michael Specht, Wasserstoffgewinnung aus Erdgas- Anlagenentwicklung und Systemtechnik. Fraunhofer ISE, FZ Jülich, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg 2004.
- Albat et al. 2008: Dirk Rüdiger Albat, Oskar Josef Haidn, Günter Langel, Kap. 3.3 Raumfahrttechnik, in: Wilfried Ley, Klaus Wittmann, Willi Hallmann (Hrsg.), Handbuch der Antriebssysteme, 3. Auflage, München 2008, S. 179-203.
- ARB 2015: Air Resources Board (ARB), Medium- and Heavy-Duty Fuel Cell Electric Vehicles. Technology Assessment, Sacramento 2015.
- Arianespace 2016: Arianespace, Ariane 5. User's Manual. Issue 5 Revision 2, Evry-Courcouronnes 2016.
- ASUE 2016: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung, Berlin 2016.
- Ball/Wietschel, 2009: Michael Ball, Martin Wietschel (Hrsg.), The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges. Den Haag, Karlsruhe 2009.
- BMVI 2014: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Wissenschaftliche Studien-Kurzstudie: „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven“, Berlin 2014.
- BMW 2012: BMW, Cryo-compressed Hydrogen Storage, Presentation, Cryogenic Cluster Day, Oxford, September 28th, 2012.
- Bonhoff 2016: Klaus Bonhoff, Supporting Market Ramp-up of Hydrogen and Fuel Cell Technologies, Presentation, WHEC 2016, Zaragoza/Spain, June 14, 2016.
- Bosch 2014: Robert Bosch GmbH (Hrsg.), Kraftfahrttechnisches Taschenbuch, 28. Auflage, Wiesbaden 2014.
- CaFCP 2012: California Fuel Cell Partnership (CaFCP), A California Road Map: The Commercialization of Hydrogen Fuel Cell Vehicles, Sacramento/USA 2012.
- CaFCP 2013: California Fuel Cell Partnership (CaFCP), A Road Map for Fuel Cell Electric Buses in California, Sacramento/USA 2013.
- CaFCP 2016: California Fuel Cell Partnership (CaFCP), Annual Evaluation of Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle Deployment and Hydrogen Fuel Station Network Development, Sacramento/USA 2016.
- CaFCP 2017: California Fuel Cell Partnership (CaFCP), Stations, Sacramento/USA 2017, <http://cafcp.org/stationmap>
- CCR 2017: California Code of Regulations (CCR), Title 17, Division 3, Chapter 1, Subchapter 10, Article 4, Subarticle 7, (ccr.oal.ca.gov), Thomson Reuters 2017.
- CEC/CARB 2017: California Energy Commission (CEC)/California Air Resource Board (CARB), Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2016 Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California, Sacramento/USA 2017.
- CEP 2016: Clean Energy Partnership (CEP), Wasserstoff - Was uns bewegt hat. 2002-2016, Berlin 2016.
- Cox 2011: Ruth Cox, Waste and By-product hydrogen; Presentation, DOE / DOD Workshop, Fuel Cell and Hydrogen Energy Association, USA 2011.
- DBFZ 2007: Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32, Issue 16, S.3797-3810.
- DBFZ 2014: Deutsches Biomasse-ForschungsZentrum (DBFZ), Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Nutzung - Status quo und Perspektiven, in: Karl J. Thomé-Kozmiensky, Michael Beckmann (Hrsg.), Dezentrale Energieversorgung, Nietwerder-Neuruppin 2014, S. 133 - 149.
- Dena 2015: Deutsche EnergieAgentur (Dena), Energiesystem der Zukunft - Power to Gas - Strategieplattform Power to Gas. Berlin 2015
- DLR 2015: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Pressemitteilung: Emissionsfreie Passagierflüge: DLR stellt Projekt für viersitziges Brennstoffzellenflugzeug HY4 vor, Stuttgart, 12. Oktober 2015.
- DOD 2011: Department of Defence, United States of America (DOD), Technology Readiness Assessment (TRA). Guidance, Washington 2011.
- Drenckhahn/Hassmann 1993: W. Drenckhahn, K. Hassmann, Brennstoffzellen als Energiewandler. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 43 (1993), Heft 6, S. 382-389.
- DWV 2015: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV), Wasserstoff - der neue Energieträger, 5. Auflage, Berlin 2015.
- e4ships 2016: e4ships, Brennstoffzellen im maritimen Einsatz 2009 - 2016, Hamburg 2016.
- E4tech 2014: E4 Tech, Study on development of water electrolysis in the EU, Lausanne/London 2014.
- E4tech 2016: E4tech, The Fuel Cell Industry Review 2016, Lausanne/London.
- EA NRW 2013 : EnergieAgentur NRW (EA NRW), Wasserstoff - Schlüssel zur Energiewende Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Herstellung bis zur Nutzung, Düsseldorf 2013.
- EA NRW 2017: EnergieAgentur NRW (EA NRW), Brennstoffzellen-Grundlagen und Typen. www.brennstoffzelle-nrw.de, Düsseldorf 2017.
- Eichseder/Klell 2012: Helmut Eichseder, Manfred Klell, Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Erzeugung, Speicherung, Anwendung, 3. Auflage, Wiesbaden 2012.
- e-mobil BW 2013: Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie (e-mobil BW), Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität, Stuttgart 2013.
- EMSA 2017: European Maritime Safety Agency (EMSA), Study on the Use of Fuel Cells in Shipping, Lisbon 2017.
- EP/Rat 2009a: Europäisches Parlament/Rat (EP/Rat), Verordnung 28/2009/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 140/16 - 62, Brüssel, 5. Juni 2009.
- EP/Rat 2009b: Europäisches Parlament/Rat (EP/Rat), Verordnung 30/2009/EG zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 140/88 - 113, Brüssel, 5. Juni 2009.
- EP/Rat 2014a: Europäisches Parlament/Rat (EP/Rat), Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 307/1 - 20, Brüssel, 28. Oktober 2014.
- EP/Rat 2014b: Europäisches Parlament/Rat (EP/Rat), Verordnung 333/2014/EU zur Änderung der Verordnung EG/443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 103/115 - 121, Brüssel, 5. April 2014.
- Ernst & Young et al. 2016: Ernst & Young, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Signon Deutschland, TÜV SÜD Rail, Becker Büttner Held, IFOK, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, Ergebnisbericht, Berlin/Hamburg 2016.
- EVTC 2014: Electric Vehicle Transportation Center (EVTC), Hydrogen Fueling Stations Infrastructure, Cocoa, FL/USA.
- FCTO 2014a: Fuel Cell Technologies Office (FCTO), Early Markets: Fuel Cells for Backup Power, Washington 2014.
- FCTO 2014b: Fuel Cell Technology Office (FCTO), Early Markets: Fuel Cells for Material Handling Equipment, Washington 2014.
- FCTO 2016: Fuel Cell Technology Office (FCTO), State of the States: Fuel Cells in America 2016, 7th Edition, Washington 2016.
- FCTO 2017: Fuel Cell Technologies Office (FCTO), Hydrogen Storage, Washington 2017, <https://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-technologies-office>.
- Fritsche et al. 2012: Uwe Fritsche, Horst Fehrenbach, Susanne Köppen, Dorothea Liebig, Jörg Adolf, Nach Super E10: Welche Rolle für Biokraftstoffe? Fakten, Trends und Perspektiven. IINAS Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung, Darmstadt, Heidelberg, Hamburg 2012.
- Gestis 2017: Gefahrstoffinformationssystem (Gestis), Stoffdatenbank, Sankt Augustin 2017, www.dguv.de/ifa/gestis.
- Gökçek 2010: Murat Gökçek, Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35, Issue 19, S. 10050 - 10059.
- Görner 2015: Klaus Görner, Kapitel 7: Umwandlungsprozesse bei fossilen Energieträgern, in: Manfred Fischeck, Klaus Görner, Margit Thomeczek (Hrsg.), CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie, Berlin 2015, S. 153 - 254.
- Graf et al. 2014: Frank Graf, Manuel Götz, Marco Henel, Tanja, Schaaf, Robert Tichler, Techno-ökonomische Studie von Power-to-Gas Konzepten, DVGW Forschungsstelle am KIT; DBI Gas- und Umwelttechnik; Outotec GmbH; Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Karlsruhe, Leipzig, Oberursel, Linz 2014.
- GREET 2015: Argonne National Laboratory, The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model (GREET), Argonne/USA 2015.
- Grube/Höhlein 2013: Thomas Grube, Bernd Höhlein, Kosten der Wasserstoffbereitstellung in Versorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien, Wasserstoff und Brennstoffzelle, Berlin, Heidelberg 2013, S.225 - 239.
- Günthner/Micheli 2015: Willibald A. Günthner, Robert Micheli, H₂ IntraDrive - Einsatz einer wasserstoffbetriebenen Flurförderfahrzeugflotte unter Produktionsbedingungen, München 2015.
- H2M 2010: H₂ Mobility (H2M), 70MPa Hydrogen Refuelling Station Standardization. Functional Description of Station Modules, Berlin 2010.
- HMWEVL 2013: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV), Wasserstoff-Tankstellen, Wiesbaden 2013.
- HMWEVL 2016: Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (HMWEVL), Stationäre Brennstoffzellen-Anwendungen, Wiesbaden 2016.
- Holleman/Wiberg 2007: Arnold Holleman, Egon Wiberg, Lehrbuch der Anorganischen Chemie, 102. Auflage, München 2007.
- Hua et al. 2013: Thanh Hua, Rajesh Ahluwalia, Leslie Eudy, Gregg Singer, Boris Jermer, Nick Asselin-Miller, Silvia Wessel, Timothy Patterson, Jason Marcinkoski, Status of Hydrogen Fuel Cell Electric Buses Worldwide, in: Journal of Power Sources, 269 (2014), S.975 - 993.
- HyARC 2017: Hydrogen Analysis Research Center (HyARC), Hydrogen Data Book, Washington 2017, <http://hydrogen.pnl.gov>.
- Hy-NOW 2012: DBFZ, LBST, Fraunhofer ISI, Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse, Leipzig, Ottobrunn, Karlsruhe 2010.
- ICCT 2014a: International Council on Clean Transportation (ICCT), Factsheet United States Light-Duty Vehicle Efficiency Standards, Berlin u.a.O. 2014.
- ICCT 2014b: International Council on Clean Transportation (ICCT), Upstream Emissions of Fossil Fuel Feedstocks for Transport Fuels Consumed in the European Union, Washington D.C. 2014.
- ICCT 2016: International Council on Clean Transportation (ICCT), A 2016 Update of Official and 'Real-world' Fuel Consumption and CO₂ Values for Passenger Cars in Europe, Berlin u.a.O. 2016.
- IEA 2015a: International Energy Agency (IEA), Energy Technology Perspectives, Paris 2015.
- IEA 2015b: International Energy Agency (IEA), Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, Paris 2015.
- IEA 2016a: International Energy Agency (IEA), CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Highlights, Paris 2016.
- IEA 2016b: International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook, Paris 2016.
- IEA HIA 2016: International Energy Agency/Hydrogen Implementing Agreement (IEA HIA), 2015 Annual Report, Bethesda/USA 2016.
- IEA/UIC 2015: International Energy Agency (IEA)/International Union of Railways (IUC), Railway Handbook 2015. Energy Consumption and CO₂ Emissions, Paris 2015.
- ISO 2013: International Standardisation Organisation (ISO): ISO 16290:2013(en). Space systems - Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment, Geneva 2013.
- JEC 2013: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Tank-to-Wheels-Report Version 4, Luxemburg 2013.
- JEC 2014: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Version 4.a, Luxemburg 2014.
- Johnson 2012: Dewey Johnson, Global Methanol Market Review, Chemical Market Research IHS, London 2012.
- Kaltschmitt et al. 2016: Martin Kaltschmitt, Hans Hartmann, Herrmann Hofbauer, Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren, 3. Auflage, Leipzig 2016.
- Klingenberg 2016: Heinrich Klingenberg, Brennstoffzellenbusse im ÖPNV: Erfahrungsbericht und gemeinsame Busbeschaffung, Vortrag, 7. Deutscher Wasserstoff-Congress, Berlin, 6. Juli 2016.
- Küçüçay 2014: Ferit Küçüçay, Verbrauchs- und emissionsarmes Fahrzeug, Vortrag, 11. Symposium: Hybrid- und Elektrofahrzeuge, Braunschweig, 18. Februar 2014.
- Kwapis/Klug 2010: Dieter Kwapis, Karl Klug, Wasserstoffbasiertes Energiekomplementärsystem für die regenerative Vollversorgung eines H₂-Technologiezentrums. Proceedings, Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff, Recklinghausen 2010, S. 10050 - 10059.

- Landinger 2016: Hubert Landinger, Internationale Perspektiven für Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge in der Logistik, Vortrag, 15. Brennstoffzellenforum, Frankfurt, 13. September 2016.
- LBST 2010: Ludwig Bolkow-Systemtechnik (LBST), Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein, Ottobrunn 2010.
- LBST 2016: Ludwig Bolkow Systemtechnik (LBST), Renewables in Transport 2050. Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity. Europe and Germany, Munich 2016.
- LBST/Hinico 2015: Ludwig Bolkow Systemtechnik (LBST), Hinico S.A., Study on hydrogen from renewable resources in the EU (GHYP), München, Brüssel 2015.
- LBST/Hinico 2016: Ludwig Bolkow Systemtechnik (LBST), Hinico S.A., Power-to-gas. Short-term and long-term Opportunities to leverage Synergies between the Electricity and Transport Sectors through Power-to-Hydrogen, München, Brüssel 2016.
- Le Duigou et al. 2011: Alain Le Duigou, Marianne Miguet, Yves Amalric, French hydrogen markets in 2008 – Overview and future prospects, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 36, Issue 15, 2011, S. 8822 – 8830.
- Lemus/Duart 2010: Ricardo Guerrero Lemus, Jose Manuel Martinez Duart, Updated hydrogen production costs and parities for conventional and renewable technologies, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35, Issue 9, 2010, S. 3929 – 3936.
- Liberatore et al. 2012: Raffaele Liberatore, Michela Lanchi, Alberto Giaconia, Pietro Tarquini, Energy and economic assessment of an industrial plant for the hydrogen production by water-splitting through the sulfur-iodine thermochemical cycle powered by concentrated solar energy, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, Issue 12, 2012, S. 9550 – 9565.
- Maisonnier et al. 2007: G. Maisonnier, J. Perrin, R. Steinberger-Wilckens, S.C. Trümper, European Hydrogen Infrastructure Atlas and Industrial Excess Hydrogen, Oldenburg 2007.
- Michaelis et al. 2013: Julia Michaelis, Fabio Genoese, Martin Wietschel, Systemanalyse zur Verwendung von Überschussstrom. Ergebnisvorstellung der Studie „Integration von Windwasserstoff-Systemen in das Energiesystem“, Berlin 2013.
- Mortimer/Müller 2010: Charles Mortimer, Ulrich Müller, Chemie. Das Basiswissen der Chemie, 10. Auflage, Stuttgart, New York 2010.
- Müller-Syring et al. 2013: Gert Müller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Köppel, Herwig Mlaker, Michael Sterner, Thomas Höcher, Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn 2013.
- Müller-Syring/Henel 2014: Gert Müller-Syring, Marco Henel, Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn 2014.
- NASA 1995: National Aeronautics and Space Administration (NASA), Technology Readiness Levels. A White Paper, Washington 1995.
- NIST 2017: National Institute of Standards and Technology (NIST), NIST Chemistry WebBook. NIST Standard Reference Database Number 69, Gaithersburg, MD 2017, <http://webbook.nist.gov/chemistry>.
- Nitsch 2003: Joachim Nitsch, Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, Berlin, Heidelberg 2003.
- NREL 2013a: National Renewable Energy Laboratory (NREL), An Evaluation of the Total Cost of Ownership of Fuel Cell-Powered Material Handling Equipment, Golden/Colorado 2013.
- NREL 2013b: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, Golden/Colorado 2013.
- NREL 2013c: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Hydrogen Station Cost Estimates. Comparing Hydrogen Station Cost Calculator Results with other Recent Estimates, Golden/Colorado 2013.
- NREL 2016: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets. Golden/Colorado, USA 2016.
- Rat 2015: Rat der Europäischen Union (Rat), Richtlinie 2015/652/EU zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 107/26 – 67, Brüssel, 20. April 2015.
- RB 2015: Roland Berger (RB), Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe, München 2015.
- Reif 2010: Konrad Reif (Hrsg.), Konventioneller Antriebsstrang und Hybridantriebe, Wiesbaden 2010.
- Renouard-Valleta et al. 2012: Gwénaëlle Renouard-Valleta, Martin Saballusa, Peter Schumann, Josef Kallo, K. Andreas Friedrich, Hans Müller-Steinhagen, Fuel cells for civil aircraft application: On-board production of power, water and inert gas, in: Chemical Engineering Research and Design, Vol. 90, Issue 1, 2012, S. 3 – 10.
- Rieke 2013: S. Rieke, Power-to-Gas: aktueller Stand, Vortrag, Fördervereinsitzung ReBio e.V., Brakel 2013.
- Rifkin 2002: Jeremy Rifkin, Die H₂-Revolution. Frankfurt, New York 2002
- Sadler et al. 2016: Dan Sadler, Al Cargill, Mark Crowther, Alastair Renie, James Watt, Steve Burton, Mike Haines, H 21 Leeds City Gate. Northern Gas Networks; Wales & West Utilities; kiwa Partner for progress; amec forster wheeler, Leeds/UK 2016.
- Sattler 2010: Christian Sattler, Wasserstoff-Produktionskosten via solarer Reformierung von Erdgas. Proceedings Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff, Recklinghausen 2010.
- Schiller 2012: Günther Schiller, Überblick über die Verfahren der Wasserelektrolyse und Forschungsergebnisse sowie Forschungsbedarf bei der alkalischen Elektrolyse, Vortrag, Ulmer Gespräch Energiesysteme der Zukunft, Ulm 2012.
- Shell 2013: Shell, Erdgas – eine Brückentechnologie für die Mobilität der Zukunft?, Hamburg 2013.
- Shell 2014: Shell Pkw-Szenarien bis 2040. Fakten, Trends und Perspektiven für Automobilität, Hamburg 2014.
- Shell 2015: Shell, LPG als Energieträger und Kraftstoff. Fakten, Trends und Perspektiven, Hamburg 2015.
- Shell 2016: Shell Nutzfahrzeug-Studie. Diesel oder alternative Antriebe – womit fahren Lkw und Bus morgen? Fakten, Trends und Perspektiven bis 2040, Hamburg 2016.
- Shell/BDH 2013: Shell/Bundesindustrieverband Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (Shell/BDH), Klimaschutz im Wohnungssektor – Wie heizen wir morgen? Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechnik bis 2030, Hamburg 2013.
- Smolenaars 2010: Jacques Smolenaars, Wasserstoff-Produktionskosten via Onsite-Reformer an der Tankstelle. Proceedings Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff, Recklinghausen 2010.
- Sundmacher 2014: Kai Sundmacher, Power-to-Gas Energetik, Dynamik, Systemdesign, Akzeptanz, Vortrag, Leopoldina Symposium Energiespeicher, Halle 2014.
- Suzuki 2011: Suzuki, Suzuki's Burgman Fuel-Cell Scooter becomes world's first fuel-cell vehicle to earn European Whole Vehicle Type Approval, Press Release, Hamamatsu, March 9th, 2011.
- Teichmann et al. 2011: Daniel Teichmann, Wolfgang Arlt, Peter Wasser-scheid, Raymond Freymann, A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), in: Energy & Environmental Science, Vol. 4, Issue 8, 2011, S. 2767 – 2773.
- Tillmetz/Bünger 2010: Werner Tillmetz, Ulrich Bünger, Development status of hydrogen and fuel cells – Europe, Vortrag, 18th World Hydrogen Conference, Essen 2010.
- Trudewind/Wagner 2007: Clemens Trudewind, Hermann-Josef Wagner, Vergleich von H₂-Erzeugungsverfahren. Proceedings, Tagungsband der 5. Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT an der TU Wien, Wien, 14. – 16. Februar 2007.
- Tschöke 2014: Helmut Tschöke (Hrsg.), Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs, Wiesbaden 2014.
- UBA 2014: Umweltbundesamt (UBA), Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Dessau 2014.
- UNECE 2013: United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), Agreement Concerning the Adoption of Uniform Technical Prescriptions for Wheeled Vehicles, Equipment and Parts. Regulation Nr. 110, Addendum 109, Geneva 2013.
- US DOE 2006: US Department of Energy (US DOE), Technical Assessment of Cryo-Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for Automotive Applications, Washington 2006.
- US DOE 2009: US Department of Energy (US DOE), Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs, Washington 2009.
- US DOE 2016: US Department of Energy (US DOE), Fuel Cell Technologies. Market Report 2015, Washington 2016.
- US Drive 2015: US Drive, Target Explanation Document: Onboard Hydrogen Storage for Light-Duty Fuel Cell Vehicles, Washington 2015.
- VDA 2016: Verband der Automobilindustrie (VDA), Tatsachen und Zahlen, 80. Folge, Berlin 2016.
- VDE 2015: Verband der Elektrotechnik (VDE), Kompendium: Li-Ionen-Batterien. Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen, Frankfurt/Main 2015.
- von Wild et al. 2010: J. von Wild, T. Friedrich, A. Cooper, B. Toseland, G. Muraro, W. Te Grotenhuis, Y. Wang, P. Humble, A. Karim, Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC): An auspicious alternative to conventional hydrogen storage technologies, in: Ditlef Stolten, Thomas Grube (Eds.): 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, Proceedings of the WHEC, Essen 2010.
- Wagner 1996: Herrmann Josef Wagner, Brennstoffzellen – Funktion, Entwicklungsstand, zukünftige Einsatzgebiete, Frankfurt/Main 1996.
- WBZU 2008: Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle Ulm e.V. (WBZU), Brennstoffzellen-Grundlagen, Aufbau und Funktion. Vortrag beim Basisseminar Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie, Ulm 2008.
- Weber 1988: Rudolf Weber, Der sauberste Brennstoff. Der Weg zur Wasserstoff-Wirtschaft, FL-Vaduz 1998.
- Wendt/Plzak 1990: Hartmut Wendt, Wojtech Plzak (Hrsg.), Brennstoffzellen – Stand der Technik, Entwicklungen, Marktchancen, Düsseldorf 1990.
- WI 2007: Wuppertal Institut (WI), CO₂-capture and geological storage as a climate policy option: Technologies, concepts, perspectives, Wuppertal Spezial Nr. 35 e, Wuppertal 2007.
- WI/Covestro 2015: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI); Covestro Deutschland AG, CO₂ reuse NRW: evaluating gas sources, demand and utilization for CO₂ and H₂ within the North Rhine-Westphalia area with respect to gas qualities, Wuppertal/Leverkusen 2015.
- Wietschel et al. 2016: Martin Wietschel, Till Gnann, Axel Thielmann, André Kühn, Stand der Forschung, Marktpotenziale und Forschungsbedarf für Brennstoffzellen-Lkw, Präsentation, MKS-Fachworkshop, Berlin 30. Mai 2016.
- Wing 2012: Jonathan Wing, Two-Wheelers and the Demand for Fuel Cells, FuelCellToday, August 1st 2012, <http://www.fuelcelltoday.com/analysis/analyst-views/2012/12-08-01-two-wheelers-and-the-demand-for-fuel-cells>.
- Wing 2013: Jonathan Wing, Fuel Cells and Submarines, FuelCellToday, July 13th 2013; <http://www.fuelcelltoday.com/news-archive/2013/may/u36-another-fuel-cell-submarine-for-the-german-navy>.
- World Steel Association 2015: World Steel Association, World Steel in Figures 2014, Brüssel 2015.
- Würsig/Marquardt 2016: Gerd Würsig, Sören Marquardt, Strategic impact of efficient supply systems and alternative fuels. Safety, standards and guidelines, Presentation at the Final e4ships Conference, Hamburg, 7. September 2016.
- Yang/Ogden 2007: Christopher Yang, Joan Ogden, Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. International Journal of Hydrogen Energy, Vo. 32, Issue 2, S. 268 – 286.
- Yergin et al. 2009: Daniel Yergin, David Hobbs, Lawrence Makovitch, Mary Lashley Barcella, Fueling North America's Energy Future: The Unconventional Natural Gas Revolution and the Carbon Agenda. IHS CERA Special Report. Cambridge, UK 2009.
- Zakkour/Cook 2010: Paul Zakkour, Greg Cook, CCS Roadmap for industry: high-purity CO₂ sources – Sectoral assessment. Industrial hydrogen and syngas production and use. Global CCS Institute; Carbon Counts Company, UK 2010.
- Zuberbühler et al. 2014: Ulrich Zuberbühler, Mareike Jentsch, Stephan Rieke, Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kWel-Maßstab. ZSW; Fraunhofer IWES. Stuttgart/Kassel 2014.

KURZFASSUNG

Wasserstoff ist ein Element, das viel Beachtung erhält: Es gilt als Basis einer nachhaltigen Energiezukunft. Allerdings ist Wasserstoff nicht allein, er konkurriert mit anderen Energien und ihren Nutzungstechnologien. Es stellt sich die Frage, ob Wasserstoff im globalen Energiesystem der Zukunft eine tragende Rolle spielen kann bzw. wird. Shell ist schon seit Jahrzehnten in der Wasserstoff-Forschung und -Entwicklung aktiv. In Zusammenarbeit mit dem Wuppertal Institut hat Shell jetzt eine Energieträger-Studie erstellt, die sich mit dem aktuellen Stand und den langfristigen Perspektiven der Wasserstoffnutzung, insbesondere für Energie- und Verkehrszwecke, befasst.

Die Shell Wasserstoff-Studie diskutiert zunächst natürliche Vorkommen, Eigenschaften sowie historische Sichtweisen des Elements Wasserstoff. Anschließend werden aktuelle sowie künftige Verfahren und Ausgangsstoffe zur Erzeugung von Wasserstoff untersucht; dabei werden die Herstellungspfade in puncto Energieaufwand, Treibhausgasemissionen sowie Bereitstellungskosten miteinander verglichen. Weiterhin werden Fragen der Wasserstofflogistik untersucht. Dazu gehören zum einen heutige und künftige Speicher Methoden, zum anderen die verschiedenen Transportoptionen und ihre jeweiligen Vorzüge einschließlich Fragen der Transportökonomie.

Es folgt eine Darstellung der unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff. Unterschieden wird zwischen stofflichen und energetischen Nutzungen. Die Analyse der energetischen Wasserstoffnutzung fokussiert auf die Brennstoffzelle – und nicht auf Wärmekraftprozesse. Auf der Anwenderseite werden energetische stationäre Anwendungen für die Back-up-Stromerzeugung sowie die Hausenergieversorgung – und diese einschließlich Wirtschaftlichkeit – untersucht.

Den Schwerpunkt der Studie bilden (auto)mobile Wasserstoffanwendungen. Hierfür werden zunächst technologischer Stand und Perspektiven mobiler Anwendungen – von der Raumfahrt über Material Handling bis hin zum Pkw – erörtert. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-Pkw (FCEV) mit Hilfe eines vereinfachten Autokosten-Vergleichs analysiert. Es schließt sich eine Diskussion des Aufbaus einer Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur für den Straßenverkehr an.

Abschließend werden in Anlehnung an das ambitionierte 2DS-Wasserstoffszenario der Internationalen Energieagentur mögliche Auswirkungen von Brennstoffzellen-Pkw auf Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen in ausgewählten Regionen bis 2050 diskutiert.

ABSTRACT

Hydrogen is an element that receives significant attention: As an energy carrier, hydrogen is considered to be the basis for a sustainable energy future. But hydrogen is not alone, since it competes with other energies and their application technologies. The question arises as to what extent hydrogen can or will play a leading role in the global energy system of the future. Shell has already been active for decades in hydrogen research and development. In cooperation with the Wuppertal Institute, Shell has now conducted an energy carrier study, which addresses the current status as well as the long-term prospects of the use of hydrogen, in particular for energy and transport purposes.

The Shell Hydrogen Study discusses firstly the (natural) occurrence, properties, and historical perspectives of the element hydrogen. It then examines current as well as future technologies/processes and source materials for the production of hydrogen, and it compares the energy requirements, greenhouse gas emissions and supply costs of the different production pathways. Furthermore, hydrogen logistics is investigated. That includes, on the one hand, current and future storage methods, and on the other, the various transport options and their respective benefits, including questions of transport economy.

This is followed by a description of the different potential options for the use of hydrogen. A distinction is made between the use in materials or for energy purposes/as an energy carrier. The analysis of hydrogen use for energy purposes focuses on the fuel cell – and not on the use in heat engines resp. combustion engines. On the user side, stationary energy applications for back-up electricity production as well as domestic energy supply – including their economics – are looked into.

The main focus of the study is on mobile hydrogen applications. For this purpose, the technological status and prospects of mobile applications – from aerospace, via material handling, through to the passenger car – are discussed. This is followed by an analysis of the economics of hydrogen-powered fuel-cell cars (FCEV) based on a simplified car cost comparison. Subsequently, the construction of a hydrogen retail station infrastructure for road transport is discussed.

Finally, the possible effects of fuel-cell cars on fuel consumption and greenhouse gas emissions in selected regions up to 2050 are discussed. This analysis is based on the ambitious 2DS hydrogen scenario from the International Energy Agency.