

Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz

www.H2BZ-Hessen.de

HESSEN



Wasserstoff aus Windenergie

Ein Speichermedium mit vielen Anwendungsmöglichkeiten



Bei uns hat
**ENERGIE
ZUKUNFT**

www.energieland.hessen.de



Lucia Puttrich
Hessische Ministerin für Umwelt, Energie,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Wasserstoff - Energieträger der Zukunft

Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt und anders als Strom auch langfristig gespeichert werden kann, bietet die gewünschten Voraussetzungen, zu einem Schlüsselfaktor für die Energieversorgung der Zukunft zu werden. Seit Jahrzehnten wird er in großen Mengen hergestellt und findet für die Produktion unterschiedlicher Produkte wie beispielsweise in der Chemie-, Halbleiter- und Lebensmittelindustrie Verwendung.

Zukünftig kann er darüber hinaus als Kraftstoff im Verkehr sowie als Brennstoff für die Kraft-Wärme-Erzeugung in Gebäuden eingesetzt werden. Die Einführung des Elektroautos mit wasserstoffgetriebener Brennstoffzelle kann im Verkehrssektor helfen, die Abhängigkeit von erdölbasierten Kraftstoffen deutlich zu reduzieren und somit klimafreundlicher zu werden.

Wind-Wasserstoff - Erzeugung und Speicherung als unabdingbare Voraussetzung

Ein chemischer Langzeitspeicher wie Wasserstoff dient dazu, das Potenzial fluktuierender erneuerbarer Energie effizient zu nutzen. Die Windenergie ist derzeit die kostengünstigste und großflächig verfügbare regenerative Energie in Deutschland.

Wiederverstromung zu Spitzenlastzeiten sowie zu Zeiten geringen Angebots an regenerativem Strom sind neben der Nutzung als Fahrzeugkraftstoff und sauberer Chemierohstoff die wichtigsten Einsatzgebiete von Wind-Wasserstoff. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien stellt die Speicherung der erzeugten volatilen Energie einen weiteren wichtigen Baustein für das Gelingen der Energiewende dar.

Ich freue mich, wenn beim Lesen der Broschüre fruchtbare Ideen entstehen und Sie sich mit uns weiter in das Thema regenerative Wasserstoff-Erzeugung und -Speicherung einbringen.

Ihre

Mit dieser Broschüre möchten wir Ihnen allgemein verständliche und praxisorientierte Informationen zum Thema Windenergie und Wasserstoff an die Hand geben. Neben einer Einführung in die Themenfelder Windenergie, elektrolytische Wasserstofferzeugung, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung beleuchtet die Broschüre auch die energie-wirtschaftlichen Perspektiven sowie ökonomische Aspekte.

Ein Überblick über wichtige Pilotprojekte, relevante Kontaktdaten, Hinweise auf weiterführende Publikationen sowie technische Daten und die häufigsten Fragen im Zusammenhang mit der Wind-Wasserstoff-Thematik runden die Broschüre ab.

INHALT

1	WINDENERGIE UND WASSERSTOFF	1
	SCHLÜSSELTECHNOLOGIEN FÜR EIN REGENERATIVES ENERGIE- UND TRANSPORTSYSTEM	
1.1	Energiesystem im Umbruch	1
1.2	Wasserstoff als Speicher erneuerbarer Energie	5
1.3	Wasserstoff im Gesamtenergiesystem	7
2	TECHNOLOGIEKOMPONENTEN	8
2.1	Windenergieanlagen (WEA)	8
2.2	Elektrolysetechnologie	9
2.3	Wasserstoff-Speicher	13
2.4	Rückverstromung	17
2.5	Methanisierung	17
2.6	Systemauslegung	19
3	ÖKONOMISCHE ASPEKTE DER WIND-WASSERSTOFFTECHNOLOGIE	20
3.1	Wirtschaftliche Perspektiven	20
3.2	Kostenbestimmende Faktoren	21
4	AKTUELLE AKTIVITÄTEN UND PILOTPROJEKTE	23
5	WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN	30
5.1	Kontaktadressen und Ansprechpartner in Hessen	30
5.2	Kontaktadressen und Ansprechpartner bundesweit	31
5.3	Ergänzende Publikationen	31
6	AN HESSEN FÜHRT AUCH IN SACHEN H2BZ-TECHNOLOGIE KEIN WEG VORBEI	33
7	ANHANG	34
7.1	Die 10 häufigsten Fragen	34
7.2	Datenblatt und Umrechnungstabellen	36
	ABKÜRZUNGEN	38
	IMPRESSUM	40

Mobilität Sonne
Wind
sauber Technologie Wissen
Energieversorgung Ökologie
Markt Biomasse Kooperation
Wasserstoff
Wasser Brennstoffzelle Potenzial
Forschung Antrieb Netzwerk
Energie
effizient Entwicklung Qualität
Klimaschutz
Umwelt Nachhaltigkeit

1.1 ENERGIESYSTEM IM UMBRUCH



© buchstein - Fotolia.com

Unser Energiesystem befindet sich im Wandel und ist vielfältigen Veränderungen unterworfen. Um die international vereinbarten Ziele zum Umwelt- und Klimaschutz zu erreichen, sind große Anstrengungen zu unternehmen. Die fossilen Primärenergieressourcen verknappen sich und dies bei einem global ansteigenden Energiebedarf. Die damit verbundenen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit sind zu betrachten.

Aus diesem Grund sind die großen Industrienationen immer mehr darum bemüht, Energie effizienter zu nutzen und den Anteil erneuerbarer Energien wie z. B. aus Wind, Wasser und Biomasse bei Erzeugung von Strom und Wärme auszubauen. Insgesamt haben die heute vorhandenen Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien das Potenzial, den aktuellen jährlichen Weltenergiebedarf um ein Mehrfaches zu decken.

Deutschland nimmt bei Ausbau und Nutzung erneuerbarer Energien eine internationale Vorreiterrolle ein. Dieser Entwicklung wird auch in Hessen Rechnung getragen und entsprechende Ziele sind in der Umsetzungsstrategie zur Erreichung der Ziele des hessischen Energiegipfels festgelegt. Der Schwerpunkt des Ausbaus liegt dabei auf Windenergie und Photovoltaik. Beide Technologien erzeugen Strom direkt aus Wind beziehungsweise Sonnenlicht, deren Verfügbarkeit wetterabhängig schwankt. Der wachsende Anteil fluktuierender erneuerbaren Stroms stellt die Energiewirtschaft vor neue Herausforderungen.

So kann es über mehrere Tage dazu kommen, dass deutlich mehr erneuerbare Energie erzeugt als gebraucht wird. Andererseits ist es auch möglich, dass bei trübem und windarmem Wetter weder Solar- noch Windenergie in der erforderlichen Menge für die Stromproduktion verfügbar ist.

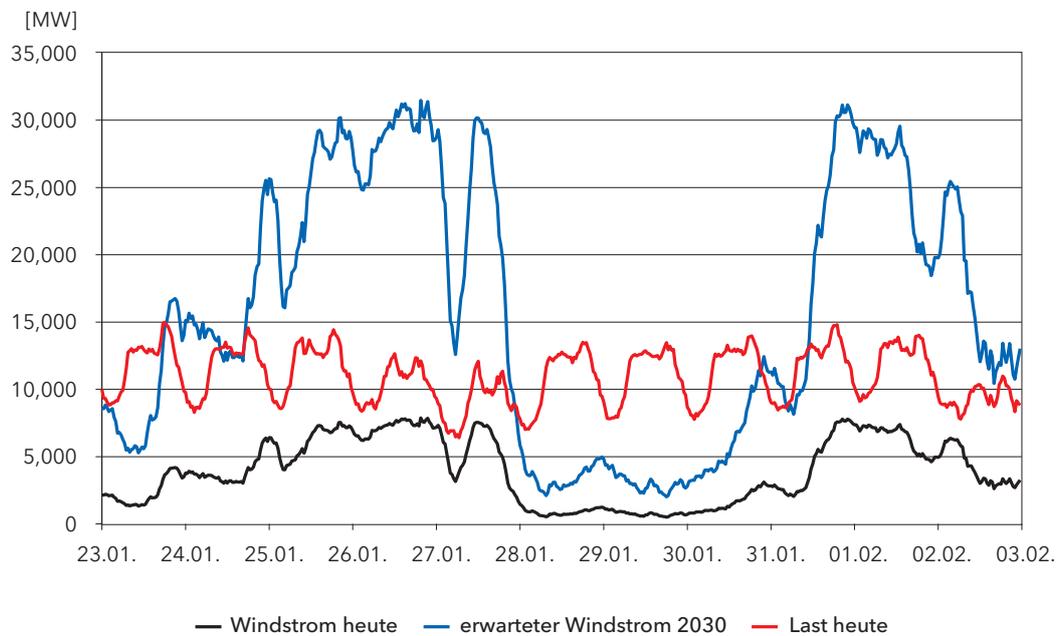


Abbildung 1: Lastkurve und Windstrom heute und 2030. Heutige Windeinspeisung (schwarz) und Netzlast (rot) in einem schwankungsreichen Januar; in blau ist die erwartete Windeinspeisung für das Jahr 2030 auf Basis der gleichen Einspeiseschwankungen gezeigt. Die Netzlast wird für dieses Beispiel als unverändert angenommen.

Abbildung 1 zeigt in einer quantitativen Projektion das Jahr 2030 am Beispiel des Netzgebietes des Betreibers elia/50hertz, wie weit Windstromeinspeisung und Netzlast auseinanderliegen können.

Für eine sinnvolle Integration dieses fluktuierenden erneuerbaren Stroms in das Energiesystem und insbesondere in die Stromnetze und den bestehenden Kraftwerkpark ist die Bereitstellung neuer Technologien und neuer Infrastrukturen erforderlich.

Neben dem Ausbau der Leitungsnetze sind hier insbesondere Speichermöglichkeiten für den erneuerbaren Strom gefragt. Um eine Ausgleichsmöglichkeit von Stromangebot und -nachfrage über mehrere Tage und länger zu bieten, sind langfristig Speicher erforderlich, die Energiemengen in Höhe mehrerer Terawattstunden (TWh)¹ aufnehmen können. Das ist weit jenseits der Kapazität der heute in Deutschland verfügbaren Speicher.

Die meisten vorhandenen Speichertechnologien, beispielsweise Pumpspeicherwerke, Batterien oder Druckluftspeicher sind nicht für eine längerfristige Speicherung großer Energiemengen geeignet. Wasserstoff, der aus Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann, besitzt dagegen das Potenzial, große Energiemengen über längere Zeiträume in chemischer Form zu speichern. Zusätzlich bietet er als sauberer und flexibler Energieträger neue Perspektiven für einen erweiterten Einsatz erneuerbarer Energie im bestehenden Energiesystem. So kann er unter anderem bei einer Nutzung in Brennstoffzellen effizient in der Strom- und Wärmeerzeugung wie auch in der Mobilität eingesetzt werden.

¹ Der durchschnittliche Nettostromverbrauch liegt in Deutschland bei ca. 1,7 TWh pro Tag.

Die Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder Methan wird in der öffentlichen Diskussion auch häufig mit dem englischen Begriff „Power-to-Gas“ benannt. Da mittelfristig der größte Teil des Speicherbedarfs aus überschüssiger Windenergie erwartet wird, spricht man in diesem Zusammenhang auch von „Windwasserstoff“.

Die vorliegende Broschüre informiert über Technologien, Potenziale und technische wie ökonomische Randbedingungen bei einem Einsatz von Wasserstoff als Speichermedium für erneuerbare Energie und die dadurch entstehenden Einsatzmöglichkeiten. Im folgenden Abschnitt werden insbesondere die Potenziale der Windenergie auf europäischer und Bundesebene näher beleuchtet.

Potenziale

Die Ergebnisse der Studie zum technischen Windenergiepotenzial im Jahr 2030 für Deutschland [Eerens 2008] im Vergleich zu anderen europäischen Ländern (siehe Tabelle 1) zeigen, dass das vorhandene Potenzial deutlich über der heutigen Bruttostromerzeugung liegt. Dies ist ein klares Indiz für die große Bedeutung der Windenergie.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) hat die für die Windstromerzeugung in Deutschland verfügbaren Flächen erhoben, und im Hinblick auf Nutzbarkeit in Flächen ohne Restriktionen, nutzbare Waldflächen ohne Schutzgebietscharakter, nutzbare Schutzgebiete und nichtnutzbare Flächen unterschieden (siehe Abbildung 2).

Darauf aufbauend hat IWES die verfügbaren Energie- und Leistungspotenziale bei Nutzung von zwei Prozent der Landesflächen untersucht.

Für Hessen ergibt sich demnach ein vertragliches Ausbaupotenzial von etwa 24 GW_e, entsprechend einer jährlichen Stromerzeugung von 28 TWh. Zum Vergleich: Im Jahr 2010 betrug die hessische Bruttostromerzeugung 30 TWh und der Stromverbrauch 37 TWh.

„Power-to-Gas“

Der Begriff „Power-to-Gas“ wird im Allgemeinen ohne zu differenzieren für die Wandlung elektrischer Energie in Wasserstoff (H₂) oder weiter in Methan (CH₄) verwendet. Wie der Name sagt, wird Strom in Gas umgewandelt, was auf jeden Fall den technischen Schritt einer Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung erforderlich macht. Unter bestimmten Voraussetzungen kann es sinnvoll werden, den Wasserstoff unter Zugabe von Kohlendioxid (CO₂) in Methan umzuwandeln. Damit kann die bestehende Erdgasinfrastruktur ohne Einschränkung mitgenutzt werden. Das resultierende CO₂-neutrale Methan ist genauso wie Erdgas vielfältig verwendbar. Allerdings geht bei der Methanisierung etwa ein Fünftel der im Wasserstoff enthaltenen Energie in Wärme über. Beim Einsatz der gespeicherten Energie in der Mobilität ist die direkte Wasserstoffspeicherung und -verwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen dem Einsatz von Methan (das in diesem Zusammenhang auch „synthetisches Erdgas“ genannt wird) im Verbrennungsmotor energetisch deutlich überlegen.

² Quelle: Eurostat.

Land	Onshore im Jahr 2030 [TWh]	Bruttostromerzeugung im Jahr 2010 [TWh] ²
Frankreich	3.115	569
Schweden	2.439	149
Finnland	3.359	81
U.K.	4.409	381
Deutschland	2.467	628
Polen	2.609	158
Spanien	682	303
Norwegen	1.094	125
Türkei	421	211
Irland	1.315	29

Tabelle 1: Onshore Windpotenziale

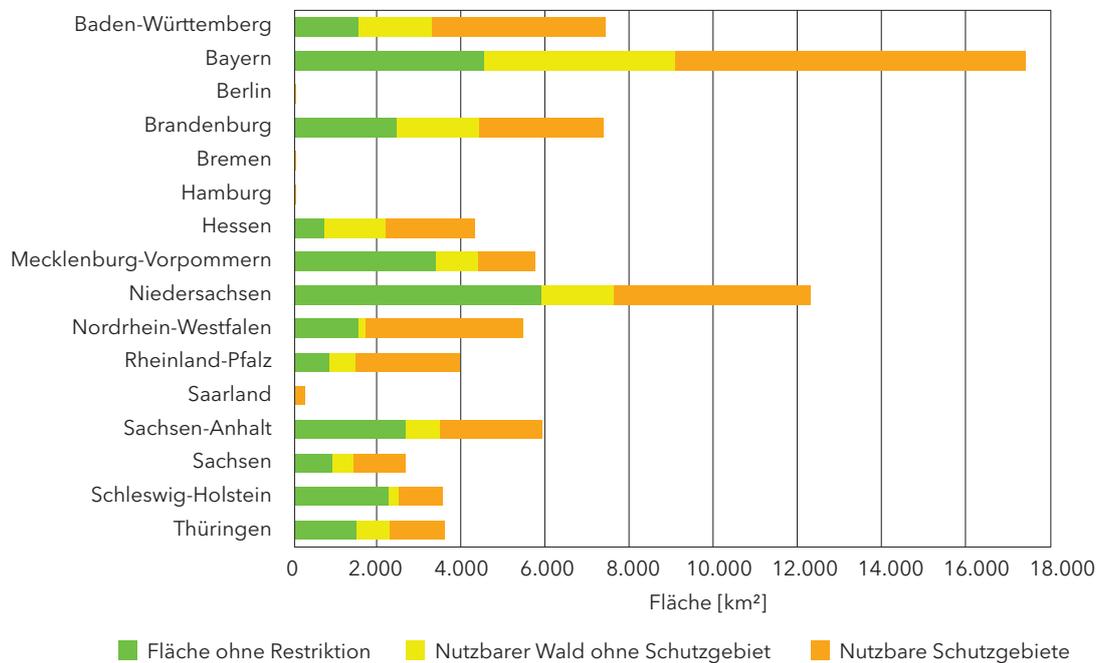


Abbildung 2: Nutzbare Fläche in km² nach Bundesland [IWES 2011]

Ausbauziele

Die Ziele des hessischen Energiegipfels sehen u.a. die Deckung des Endenergieverbrauchs (Strom und Wärme) aus erneuerbaren Energien möglichst zu 100% bis zum Jahr 2050 vor. Nach den Plänen der Bundesregierung soll im Jahr 2050 etwa die Hälfte des deutschen Stroms aus Windenergie erzeugt werden. Bei einem prognostizierten Bruttostromverbrauch von ca. 580 TWh [Leitstudie 2011] entspricht dies einer jährlich benötigten Windenergiemenge von ca. 290 TWh.

Der Ausbau der Windenergie wird durch drei unterschiedliche Ausbauvarianten bestimmt:

- Aufbau neuer Windenergieanlagen an geeigneten Standorten an Land („Onshore“)
- Sogenanntes „Repowering“ bestehender Anlagen: Dabei werden alte durch neue leistungsfähigere Windenergieanlagen ersetzt.
- Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee

	Maximales Potenzial [GW _e]		Volllaststunden	Nutzung von 2% der Fläche	
	Gesamt	Flächen ohne Restriktionen		Leistung [GW _e]	Ertrag [TWh _e]
Deutschland	1581	722	2071	189	390
Hessen	77	24	1965	14	28

Tabelle 2: Energie- und Leistungspotenzial bei Nutzung von zwei Prozent der Landesflächen (Auszug) [IWES 2011]

1.2 WASSERSTOFF ALS SPEICHER ERNEUERBARER ENERGIE

Hintergrund

Erneuerbarer Strom, der aus Kapazitätsgründen nicht in die Netze eingespeist werden kann, wird abgeregelt. Den rechtlichen Rahmen für die Abregelung bildet insbesondere das EEG im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements. Die Netzbetreiber können unter bestimmten Voraussetzungen Betreiber von Wind- oder Solarparks zur Abschaltung ihrer Anlagen auffordern. Die nicht eingespeiste Energie wird in diesem Fall trotzdem vergütet. In den vergangenen Jahren betraf dies praktisch ausschließlich die Windenergie. Im Jahr 2010 wurden insgesamt 125 GWh Windenergie abgeregelt, ca. 70 Prozent mehr als 2009 (laut Jahresbericht 2011 der Bundesnetzagentur). 2011 hat sich die Menge der Ausfallarbeit im Vergleich zu 2010 mehr als verdreifacht und betrug ca. 420 GWh. Dies entspricht zwar lediglich 0,89 Prozent der gesamten Windeinspeisung in Deutschland im Jahr 2011, bis 2020 wird aber erwartet, dass diese „Überschussenergie“ weiter stark ansteigt [Münch 2012].

Herstellung und Speicherung

Die Elektrolyse zerlegt Wasser (H_2O) unter Zuführung von Strom in seine chemischen Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) und wandelt damit elektrische Energie in chemische, gasförmige Energie um. Aus diesem Grund wird der englische Begriff „Power-to-Gas“ üblicherweise verwendet.

Fluktuationen des erzeugten erneuerbaren Stroms aus Wind und Sonne können durch gezielte Energiespeicherung verringert werden und somit helfen, erneuerbare Energien besser in das Energiesystem zu integrieren. Wasserstoff als chemischer Energieträger bietet die Möglichkeit, sehr große Energiemengen aus Strom aufzunehmen und über längere Zeiträume aufzubewahren. Im Zusammenhang mit fluktuierenden erneuerbaren Energien sind verschiedene Konzepte denkbar. Der prinzipielle Aufbau eines Wasserstoffsystems zur großtechnischen Speicherung elektrischer Energie eines Windparks ist in Abbildung 3 exemplarisch und schematisch dargestellt.

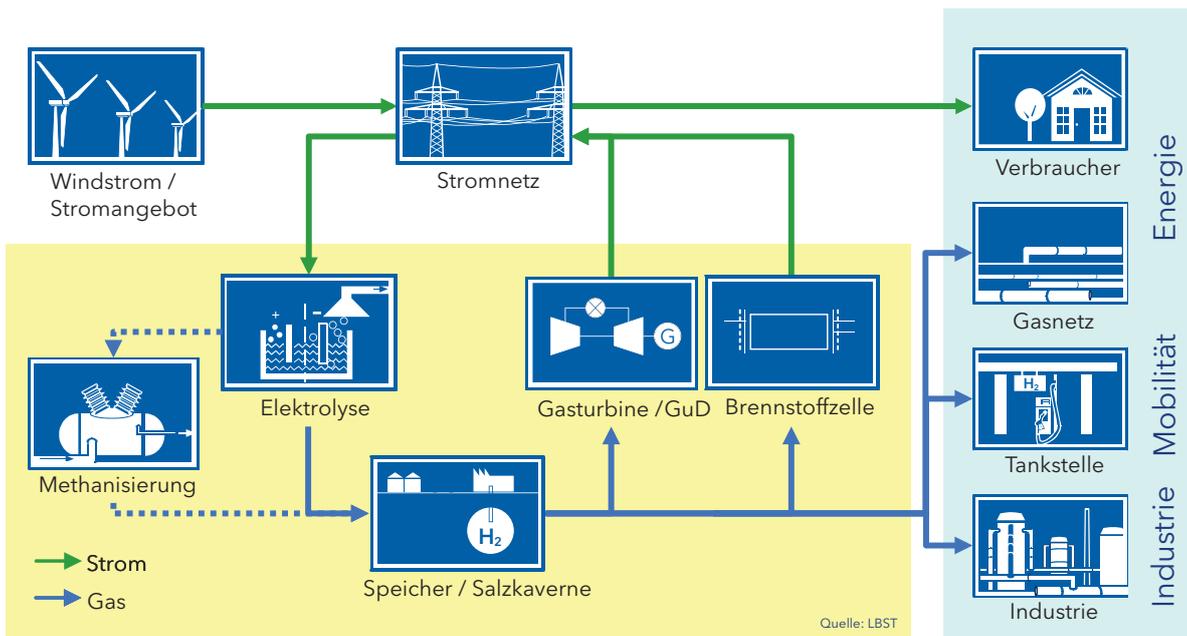


Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau eines Wasserstoffsystems zur großtechnischen Speicherung von elektrischer Energie

Das dafür verwendete Wasser wird am Ende der Nutzungskette als Reaktionswasser wieder in den natürlichen Kreislauf zurückgegeben. Der gewonnene Wasserstoff kann auf unterschiedliche Weise in reiner Form zwischengespeichert oder auch in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden (als Teil des früher gebräuchlichen Stadtgases war Wasserstoff schon einmal integraler Bestandteil der Gasversorgung – siehe Textbox). Dabei darf die Wasserstoffkonzentration allerdings bestimmte Grenzen abhängig vom lokalen Gasnetz beziehungsweise den Vorgaben des Gasnetzbetreibers nicht überschreiten³. Die gegenwärtig einzige verlässlich erprobte Technik zur Speicherung sehr großer Wasserstoffmengen ist dessen Lagerung in Salzkavernen (siehe Kapitel 3.3.2), die prinzipiell eine Speicherung von mehreren 100 GWh pro Kaverne erlaubt. Speicherkapazitäten von Tagen bis Wochen des deutschen Strombedarfs sind damit grundsätzlich darstellbar.

Alle für dieses Konzept erforderlichen Technologien (Elektrolyse, Kompressoren, Kavernenspeicher, Gasturbine beziehungsweise Brennstoffzelle) sind prinzipiell verfügbar und in anderen Anwendungen erprobt, müssen jedoch für einen großtechnischen Einsatz noch umfangreich getestet, angepasst und optimiert werden.

Nutzung von Wasserstoff

Wie andere chemische Brennstoffe, die wir heute verwenden (z. B. Erdgas, Benzin), ist Wasserstoff ein universeller Energieträger, der bei Bedarf für die unterschiedlichsten energetischen Nutzungen sowohl im stationären (z. B. in der Kraft-Wärme-Kopplung) als auch im mobilen Bereich eingesetzt werden kann. Auch eine direkte stoffliche Nutzung des Wasserstoffs in verschiedenen industriellen Anwendungen ist möglich.

Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff in Straßenfahrzeugen, beispielsweise PKW, Taxis oder Bussen, stellt dabei eine energetisch wertvollere Nutzung dar als die reine stationäre Wiederverstromung. Bei der Verwendung in einer PKW-Brennstoffzelle ist der resultierende Tank-zu-Rad-Wirkungsgrad mit bis zu 50 Prozent deutlich höher als der moderner Diesel- oder Ottomotoren und kann diese effizient ersetzen. Selbst über eine sogenannte Well-to-Wheel-Betrachtung, also über die gesamte Energiekette von der Energiequelle bis zum angetriebenen Rad, ist der Brennstoffzellen- Antriebspfad mindestens so effizient wie ein heutiger moderner Dieselantrieb.

Stadtgas

Stadtgas war von der Mitte des 19. bis in die zweite Hälfte des 20. Jahrhunderts ein weithin üblicher Brennstoff, der durch Kohlevergasung hergestellt wurde. Es enthielt einen Wasserstoffanteil von ca. 50 Prozent. Weitere Bestandteile waren Methan, Stickstoff und Kohlenmonoxid.

³ Geregelt insbesondere in den Arbeitsblättern G260 und G262 des DVWG sowie in DIN 51624.

1.3 WASSERSTOFF IM GESAMTENERGIESYSTEM

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, die durch einen zunehmenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie durch eine möglichst hohe energetische Effizienz und eine größtmögliche Einsparung an Treibhausgasen gekennzeichnet sind, benötigen politische Rahmenbedingungen, die die vielfältigen gegenseitigen Abhängigkeiten, die bei der Erzeugung, Verteilung und Speicherung entstehen, ausgewogen ausbalanciert. Ziel ist eine sichere, umweltschonende, bezahlbare und gesellschaftlich akzeptierte Energieversorgung für alle Bürgerinnen und Bürger sowie Industrie und Gewerbe. Hier besteht noch weiterer Abstimmungsbedarf.

Wasserstoff kann hier ein wichtiges Element für die Speicherung großer Strommengen (GWh) über längere Zeiträume (ein Tag und mehr) darstellen und dadurch verhindern, dass erneuerbarer Strom, der aus Kapazitätsgründen nicht in die Netze eingespeist werden kann, abgeregelt wird.

Auch auf dezentraler Ebene kann Wasserstoff wirtschaftlich interessante Potenziale für den Netzausgleich bieten, wenn er nicht nur zur stationären Wiederverstromung eingesetzt, sondern auch als Fahrzeugkraftstoff verwendet und dann an der Tankstelle erzeugt und gespeichert wird. Eine dezentrale Anlage, bestehend aus Elektrolyse, H₂ Druckspeicher, Wiederverstromung und Wasserstofftankstelle, könnte dann neben der primären Funktion als Tankstelle auch als mögliches Regelelement für das Mittelspannungsnetz (1-50 kV) auf lokaler oder kommunaler Ebene dienen.

Generell erfordert der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien die ständige Optimierung des Zusammenspiels mit den konventionellen Energien. Strom aus erneuerbaren Energien genießt heute Priorität im Stromnetz und wird bevorzugt eingespeist. Der eingespeiste Strom wird dem Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber nach den jeweils geltenden EEG-Sätzen vergütet.

Die wesentlichen Regelungen zur Einspeisung der erneuerbaren Energien innerhalb des deutschen Energiesystems sind im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) enthalten.

Der zukünftige Betreiber einer Wind-Wasserstoff-Anlage wird seine Betriebsstrategie auch an den jeweils geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausrichten. Dazu gehören neben dem EEG die Strompreise für An- und Verkauf, Erlösmöglichkeiten in der Vermarktung von Regelernergie (diese wird grundsätzlich benötigt, um unerwartete Leistungsschwankungen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch auszugleichen) und der Markt für den erzeugten Wasserstoff jenseits der Stromerzeugung, das heißt in Verkehr und Industrie.

2 TECHNOLOGIEKOMPONENTEN

2.1 WINDENERGIEANLAGEN (WEA)

Technologie

Die Windkraft ist eine Technologie, die in ihren Ursprüngen seit mehreren hundert Jahren genutzt wird. Moderne Windenergieanlagen werden jedoch erst seit etwa 40 Jahren entworfen und gebaut, wobei große Anlagen in der Größenordnung von einem oder mehreren MW erst seit etwas mehr als 20 Jahren technisch und seit etwa einem Jahrzehnt auch wirtschaftlich erfolgreich im Einsatz sind.

Heutige Windenergieanlagen (WEA) sind praktisch ausschließlich dreiblättrige Horizontalachsmaschinen, bei denen sich der Rotor in Windrichtung vor dem Turm befindet (sogenannte Luvläufer). Da sie sich nicht selbst in Windrichtung drehen, werden sie dem Wind motorisch nachgeführt. Sie sind für die Energieversorgung mit optimalem Energieertrag und nicht auf maximale Leistung ausgelegt und müssen sich daher an wechselnde Windangebote anpassen können. Dies geschieht im Allgemeinen durch die aktive Regelung des Anstellwinkels der Rotorblätter (sogenannter Pitch). Heute installierte WEA weisen in der Regel Leistungen zwischen 3 und 5 MW auf.

Die Drehung des Rotors wird mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Die Kopplung des Rotors an den Generator geschieht in den meisten Fällen über ein Getriebe, das die langsame Rotordrehung in für normale Generatoren geeignete höhere Drehzahlen umwandelt. Bei Neuanlagen sind aber auch zunehmend getriebe-lose Generatoren im Einsatz, die direkt an die Rotorachse anknüpfen. Die große Mehrheit der WEA wird heute mit variabler Rotordrehzahl betrieben, was zu variablen Frequenzen und Spannungen am Generator führt und daher einen Umrichter erforderlich macht. Alle Komponenten sind in der Gondel der WEA untergebracht.⁴

Mit zunehmender Erfahrung und mit der Beherrschung der entsprechenden Fertigungstechnologien sind in den letzten Jahren immer größere Anlagen in den Markt gekommen (siehe Abbildung 4). Größere Anlagen haben vergleichbare Kosten pro MW, allerdings sinken die spezifischen Errichtungs- und Anschlusskosten gegenüber kleineren Anlagen.

⁴ Die Gondel oder Maschinengondel einer WEA ist drehbar auf dem Turm gelagert, nimmt alle an der Mastspitze auftretenden Kräfte und Momente auf und leitet sie in den Turm ab. Sie bildet Grundrahmen, Träger und Verkleidung zur Aufnahme und Befestigung von Getriebe, Generator, Überwachungs-, Regel- und Steuerungssystemen.

Leistungssteigerung der Windenergieanlagen

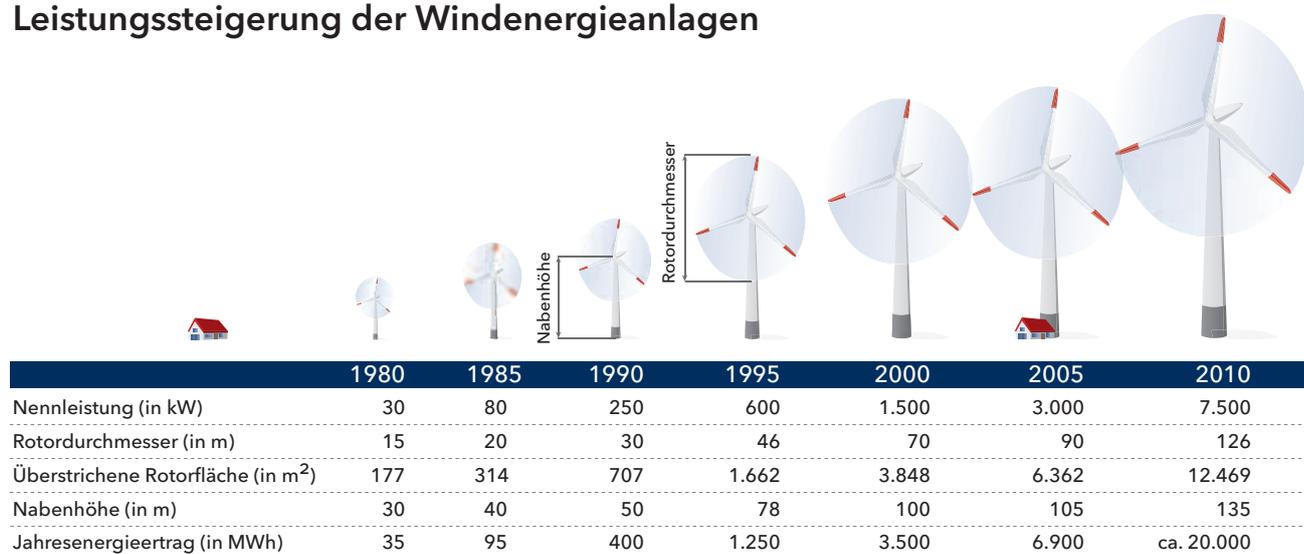


Abbildung 4: Größenwachstum WEA (Quelle: BundesverbandWindEnergie e.V.)

Daneben erlauben größere Anlagen höhere Erträge auf den zur Verfügung stehenden Flächen. Heute werden praktisch ausschließlich WEA mit Leistungen größer als 2 MW errichtet. Die allergrößten Anlagen (oberhalb 5 MW) werden derzeit im Offshore-Bereich installiert. Erste Anlagen mit mehr als 6 MW Leistung sind bereits im Betrieb. Auch im Binnenland gibt es bereits Anlagen in einem Leistungsbereich um 7,5 MW. Ab 2015 sollen erste Anlagen mit 10 MW Leistung in den Markt eingeführt werden und ab 2020 könnten sogar 20 MW Leistung möglich sein.

Nachteil immer größerer Anlagen ist, dass den betrieblichen Vorteilen steigende technische Herausforderungen gegenüberstehen - näherungsweise bedeutet eine Verdopplung der Leistung etwa eine Vervierfachung der Rotormasse - mit entsprechenden Folgen für Materialanforderungen und Kosten.

Ferner erhöhen immer größere Windturbinen die logistischen Probleme bei deren Transport (z. B. zulässige Höhe bei Tunnel- und Brückendurchfahrten).

Netzanbindung

Die Einspeisung von Windenergie ins Stromnetz kann in unterschiedlichen Größenordnungen auf verschiedenen Spannungsebenen erfolgen. Kleine Anlagen mit wenigen hundert Kilowatt können auf der 400 V-Niederspannungsebene einspeisen. Windparks zu 5 MW beziehungsweise bis zu 50 MW können auf der Mittelspannungsebene von 10-20 kV beziehungsweise von 30-60 kV einspeisen. Größere Leistungen z. B. aus Offshore Windstrom werden auf der Höchstspannungsebene von 220 kV/380 kV ins Übertragungsnetz eingespeist [Haack 2008].

2.2 ELEKTROLYSETECHNOLOGIE

2.2.1 DAS PRINZIP

Bei der Elektrolyse wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Dabei wird elektrische in chemische Energie umgewandelt.

Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau eines Elektrolyseurs. Die Wasserzersetzung im Elektrolyseur umfasst zwei Reaktionen, die an den beiden Elektroden ablaufen. Als Anode wird die Elektrode bezeichnet, an welcher der Oxidationsvorgang abläuft und an die somit Elektronen abgegeben werden. Dort bildet sich Sauerstoff. An der sogenannten Kathode findet die Reduktionsreaktion statt. Die Kathode nimmt Elektronen auf, und dort entsteht Wasserstoff. Um die beiden Produktgase getrennt zu halten, werden die beiden Reaktionsräume durch einen ionendurchlässigen Separator (Diaphragma) getrennt. Der erforderliche Ladungsausgleich findet durch Ionenleitung statt.

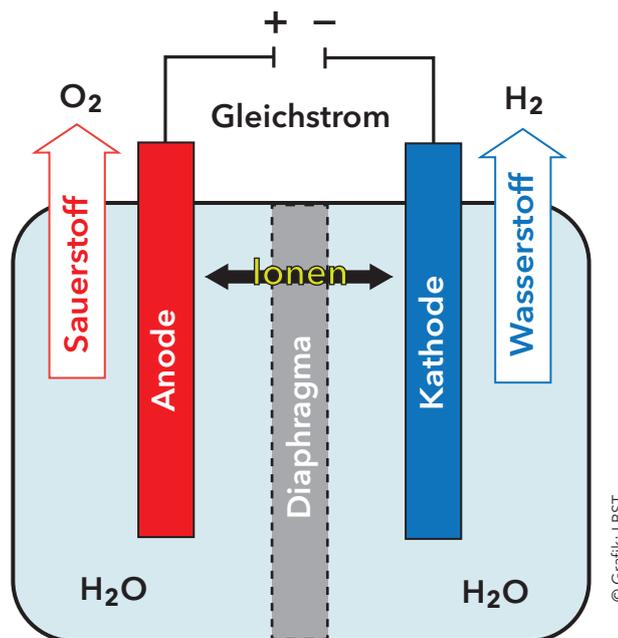


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Elektrolyse

2.2.2 VERGLEICH VERSCHIEDENER ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN

In der Praxis wird heute mit zwei unterschiedlichen Elektrolyseverfahren gearbeitet, die sich durch die Art des verwendeten Ionenleiters (den sogenannten Elektrolyt) unterscheiden. Bei der alkalischen Wasserelektrolyse (AEL) wird ein flüssiger basischer Elektrolyt (in der Regel Kalilauge KOH) verwendet, der OH⁻-Ionen (Hydroxidionen) transportiert. Die saure Wasserelektrolyse (PEM-Elektrolyse) arbeitet mit einem polymeren Festelektrolyten, der H⁺-Ionen (Protonen) leitet. Beide Varianten können entweder drucklos oder als Druckelektrolyseure ausgeführt werden – bei letzteren wird das resultierende Wasserstoffgas direkt vom Elektrolyseur mit hohem Gasdruck (typisch 1 bis 5 MPa) bereitgestellt. Dies spart zusätzlich erforderlichen Energie- und Kostenaufwand für Anschaffung und Betrieb von Kompressoren für die Erzeugung der Gasdrücke, die für Speicherung oder Transport erforderlich sind.

Alkalische und PEM-Elektrolyseure sind etablierte Technologien und seit vielen Jahren kommerziell erhältlich. Markt und Stückzahlen sind allerdings klein. Entsprechend erfolgt die Herstellung mit einem hohen Anteil manueller Fertigung, was wiederum zu derzeit noch hohen Anschaffungskosten führt.

Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Wasserelektrolyse wird seit fast 100 Jahren für die Produktion von Wasserstoff eingesetzt. Die erste große Elektrolyseanlage wurde in Norwegen von Norsk Hydro im Jahr 1927 errichtet [Ullmann 1989]. Weitere Anlagen folgten international und sind seit vielen Jahrzehnten im Betrieb.

Der Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseure inklusive aller Hilfsaggregate (Gleichrichter, Pumpen, Lüfter, Steuerung etc.) liegt heute bei etwa 60 bis 70 Prozent bezogen auf den unteren Heizwert (Hu) des produzierten Wasserstoffs (der theoretisch maximal mögliche Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert beträgt 84,5 Prozent). Je nach Verwendung ist gegebenenfalls noch eine Feinreinigung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs erforderlich, die den Energieverbrauch dann leicht erhöht. Typische Stromverbräuche moderner alkalischer Druckelektrolyseure (Druckniveaus zwischen 1,1 und 2 MPa absolut) bei einer H₂-Reinheit von 99,998 Prozent liegen bei etwa 5 kWh/Nm³-H₂, was bezogen auf den unteren Heizwert einem Systemwirkungsgrad von etwa 60 Prozent entspricht.

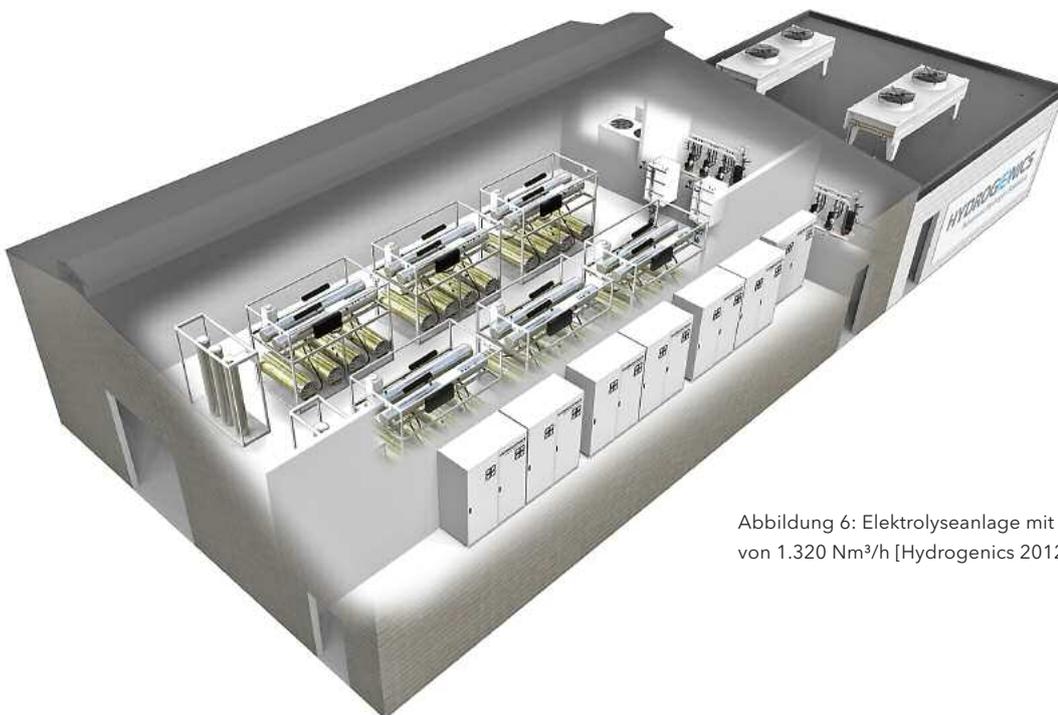


Abbildung 6: Elektrolyseanlage mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von 1.320 Nm³/h [Hydrogenics 2012]

Abbildung 6 zeigt das Konzept für eine größere Elektrolyseanlage des kanadischen Herstellers Hydrogenics. Die Anlage besteht aus sechs Einheiten und weist eine Wasserstoffproduktionskapazität von insgesamt 1.320 Nm³/h bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von etwa 7 MW auf. Moderne alkalische Elektrolyseure eignen sich für den fluktuierenden Betrieb und können daher in Kombination mit unstetigen erneuerbaren Energiequellen wie der Solar- und Windenergie eingesetzt werden und in einem Bereich von 20 bis 100 Prozent der Volllast gleitend betrieben werden. Durch Zusammenschalten mehrerer Module wird der effektive Arbeitsbereich vergrößert (einzelne Module werden bei Bedarf komplett abgeschaltet).

PEM-Elektrolyse

Heute kommerziell erhältliche PEM-Elektrolyseure (PEMEL) sind durchgehend Geräte mit kleiner Leistung. Die durch Größe und Design bedingten Wirkungsgrade von 40 bis 45 Prozent (bezogen auf den unteren Heizwert) sind kleiner als die der alkalischen Elektrolyseure. Die Reinheit des erzeugten Wasserstoffs erreicht bis zu 99,9995 Prozent, separate Reinigungsstufen sind in der Regel nicht erforderlich. Mehrere Unternehmen entwickeln aber gegenwärtig PEM-Elektrolyseure für den großtechnischen Einsatz im Bereich mehrerer Megawatt elektrischer Leistung und resultierenden Wirkungsgraden, die vergleichbar mit denen alkalischer Elektrolyseure sind.

Bis 2015 könnten PEMEL-Produkte zur Verfügung stehen, die den Leistungsbereich von 1 MW_e bis größer 10 MW_e abbilden. Die dreistellige MW_e-Leistungsklasse wird als Produkt bis Ende des Jahrzehnts angepeilt. Auch für Wasserstofftankstellen taugliche PEMEL-Systeme sind verfügbar.

Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse können PEM-Elektrolyseure prinzipbedingt besser mit Teillastbetrieb und dynamischen Stromschwankungen umgehen. Sie können sogar für begrenzte Zeit ohne größere Schwierigkeiten in Überlast betrieben werden. Für den Einsatz zur Umwandlung fluktuierender erneuerbarer Energie wird daher ein vielversprechendes Potenzial in der Technologie gesehen. Es wird erwartet, dass sich der spezifische Investitionsbedarf von PEM-Elektrolyseuren in den kommenden Jahren dem von alkalischen Druckelektrolyseuren angleichen wird.



Quelle: ITM Power

2.2.3 MARKTENTWICKLUNG DER ELEKTROLYSEURE

Elektrolyseure sind in den vergangenen Jahrzehnten in erster Linie für industrielle Anwendungen hergestellt worden. Erst in den letzten Jahren wächst mit dem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien vermehrt das Interesse an Elektrolyseuren auch für den energiewirtschaftlichen Einsatz. Alle Elektrolyseure wurden bisher in Kleinstserien oder in Einzellosen auf Anfrage gefertigt. Kostenoptimierte Fertigungsanlagen für eine Serienfertigung existieren heute praktisch nicht. Bei steigender Nachfrage werden sich allein durch eine kontinuierliche Fertigung in größeren Stückzahlen Kosteneinsparungen ergeben.

Bisher wurden große Elektrolyseure faktisch nur kontinuierlich betrieben und entsprechend ausgelegt. Für die Kopplung an fluktuierende Regenerativstromerzeuger ist es sinnvoll, Elektrolyseure in der Produktentwicklung stärker für dynamisch wechselnde Lasten und einen Betrieb in Teil- oder gegebenenfalls Überlast anzupassen. Für die effiziente Nutzbarmachung von Überschussstrom aus Windenergie durch elektrolytischen Wasserstoff werden Großelektrolyseure und große Elektrolyseanlagen

benötigt. Größen von etwa 800 Nm³/h Erzeugungskapazität (also etwa 3,5 MW elektrischer Leistung) sind heute bereits verfügbar. Daraus modular aufgebaute Anlagen von 20–30.000 Nm³/h erscheinen realistisch und wurden weltweit für den Einsatz an Wasserkraftwerken schon mehrmals realisiert.

Die spezifischen Investitionskosten eines Elektrolyseurs hängen im Detail von Anlagenkonzept, verwendeter Technologie und Leistungsklasse ab. Für größere Systeme liegt der Investitionsbedarf inklusive Installation heute bei gut 1.000 Euro/kW_e.

Bei entsprechender Marktentwicklung kann dieser in den kommenden Jahren deutlich fallen, und eine Halbierung der Anschaffungskosten erscheint langfristig möglich. PEM-Elektrolyseure sind heute noch deutlich teurer als alkalische Elektrolyseure, haben aber das Potenzial, sich preislich nahezu anzugleichen.

Wie bei allen Anlagen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit im regelmäßigen Betrieb mit zunehmender jährlicher Auslastung.

2.2.4 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG

Heute am Markt verfügbare Elektrolyseure können in vielen Fällen bereits gut für die Erzeugung von Wind-Wasserstoff eingesetzt werden, auch wenn sie ursprünglich aus einem anderen Markt- und Anwendungsumfeld stammen. Mit wachsendem Bedarf und zunehmender Marktgröße müssen Elektrolyseure in den kommenden Jahren insbesondere in den folgenden Punkten weiterentwickelt und an die Anforderungen für einen wirtschaftlichen Einsatz in der Energiespeicherung angepasst werden:

- Ertüchtigung alkalischer Elektrolyseure auf verbesserten Lastfolgebetrieb
- verbesserte Anpassung an Start-Stopp- und Stand-by-Betrieb
- Erzielen höherer Betriebs- und Gaslieferdrücke sowie höherer Leistungsdichten
- Herstellung in energiewirtschaftlich relevanten Leistungsklassen (mehrere Megawatt elektrischer Leistung) und Stückzahlen (mehrere hundert Einheiten pro Jahr)
- weitere Steigerung der Lebensdauer

Entwicklungsziele sind weiterhin, den möglichen Teillastbetrieb alkalischer Elektrolyseure auf bis zu 5 Prozent zu erweitern, PEM-Elektrolyseure in Richtung größerer Einheitsleistung zu entwickeln und bei allen Elektrolyseuren den Energieeinsatz auf unter $4 \text{ kWh}_e / \text{Nm}^3\text{-H}_2$ zu verbessern. Um die Systemkomplexität und -kosten zu vermindern, wird in der Systementwicklung angestrebt, mehrere Elektrolysestacks gemeinsam mit Gleichstrom zu versorgen sowie sie in eine gemeinsame Peripherie (Gasseparatoren, Entfeuchter, Instrumentierung etc.) einzubinden.

Generell müssen im Systemverbund für einen kostenoptimalen Betrieb Parameter wie Kapitalkosten, Lebensdauer, Wirkungsgrad, Einfluss von Fertigungsprozessen, Systemintegration versus Stückzahlen, atmosphärische oder Druckauslegung, alkalische oder PEM-Elektrolyse gegeneinander abgewogen werden.

2.3 WASSERSTOFF-SPEICHER

Die sichere und verlustlose Speicherung von Wasserstoff wird seit vielen Jahren praktiziert und ist Stand der Technik. Für die dezentrale Aufbewahrung von Wasserstoff z.B. bei Industriekunden oder an Wasser-

stoff-Tankstellen sind weltweit Drucktanks im Einsatz, sehr große Mengen Wasserstoff werden in unterirdischen Salzkavernen gespeichert. Beide Speicherarten werden nachfolgend näher beschrieben.

2.3.1 DEZENTRALE DRUCKSPEICHER

Für die dezentrale Speicherung von Wasserstoff können unterschiedliche Speichertypen eingesetzt werden. Zylindrische Drucktanks zur Speicherung von brennbaren Gasen wie Wasserstoff und Methan sind Stand der Technik und werden heute in unterschiedlichen Ausführungen eingesetzt. Lange Röhrenspeicher (bis zu 320 Meter Länge und 1,4 Meter Durchmesser) werden heute bereits zur teilweise auch unterirdischen Speicherung von Erdgas eingesetzt [Jauslin Stebler 2012]. Prinzipiell können solche Röhrenspeicher auch für die Einlagerung von Wasserstoff angewendet werden. Abbildung 7 zeigt eine ähnliche Speicheranlage in der Schweiz.



Abbildung 7: Röhrenspeicher in Gutenswil in der Schweiz während der Bauphase (Quelle: Erdgas Zürich AG)

Kleinere Mengen von Wasserstoff zum Beispiel für CGH₂-Tankstellen werden heute in Flaschenbündeln gespeichert (siehe Abbildung 8), die teilweise bereits aus Karbonfaserverbundmaterialien gefertigt werden. Darin wird Wasserstoff meist bei Drücken von 45 oder 95 MPa⁵ gespeichert.

Druckspeichersysteme aus Stahl werden weltweit seit vielen Jahrzehnten verwendet, Verbundmaterialien sind in Druckspeichern seit fast 20 Jahren im Einsatz.

Heute wird in unterirdischen Salzkavernen in Deutschland vorrangig Erdöl und Erdgas gespeichert. Genau wie Erdgas kann auch vorkomprimierter Wasserstoff mit geringen Anpassungen in solchen Salzkavernen gespeichert werden. Für die Errichtung der Kavernen wird ein großer Hohlraum von mehreren 100.000 m³ in einer geeigneten geologischen Salzformation erschaffen, indem er über mehrere Jahre mit Wasser ausgespült wird.⁶

⁵ Ein Megapascal (MPa) entspricht dem 10-fachen Atmosphärendruck, also 10 bar = 1 MPa.

⁶ Die dabei entstehende Sole wird entweder stofflich genutzt, in umweltverträglicher Weise ins Meer geleitet oder in tiefe poröse oder klüftige Gesteinsformationen gebracht, in denen sich schon Salzwasser befindet und deren Dichtheit nachgewiesen ist.



Abbildung 8: Flaschenbündel (Quelle: Calvera)

2.3.2 ZENTRALE SPEICHER IN SALZKAVERNEN

In Deutschland lassen sich Wasserstoffspeicher in salinen Kavernen in der gesamten norddeutschen Tiefebene und südlich bis nach Nordhessen realisieren. Europaweit befinden sich geeignete geologische Formationen darüber hinaus auch in den Niederlanden, England, Dänemark und Polen (siehe Abbildung 9). Der Bau der Kavernen muss in Deutschland ein bergrechtliches Genehmigungsverfahren durchlaufen. Die Speicherung großer Mengen Wasserstoffs in Untergrundkavernen aus Salz wird weltweit seit Jahrzehnten durch die petroche-

mische Industrie sicher betrieben, gegenwärtig an drei Standorten (Teesside, U.K., durch Sabic Petrochemicals, Clemens Dome, Texas, USA, durch ConocoPhillips und Moss Bluff, Texas, USA, durch Praxair).

In Teilen Ost- und Nordhessens sind geeignete Salzstrukturen im geologischen Untergrund vorhanden. Der einzige bestehende Gaskavernenstandort in Hessen ist Reckrod bei Fulda (siehe Abbildung 10), wo in 800-1100 Metern Tiefe Erdgas gespeichert wird.

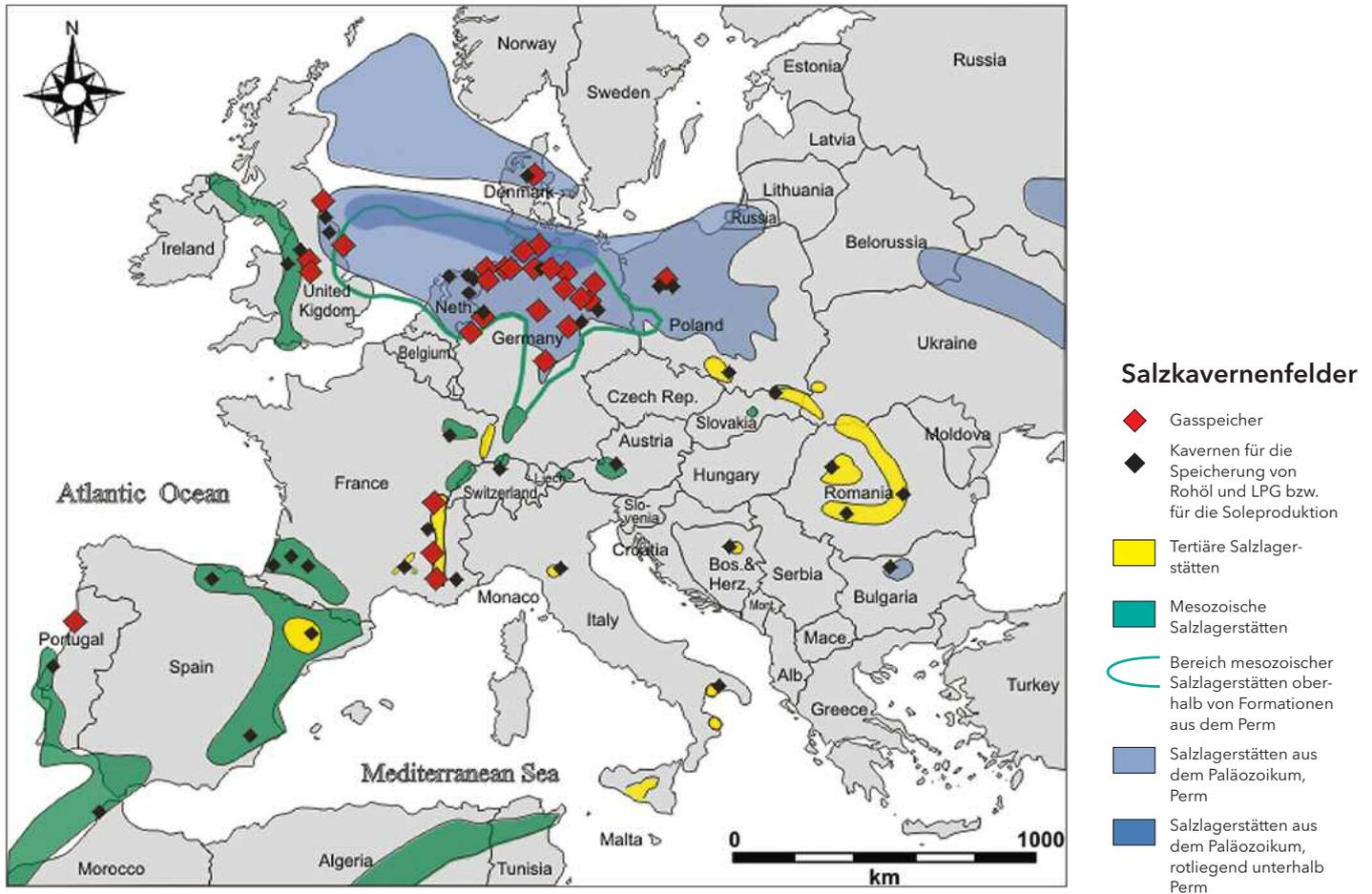


Abbildung 9: Salzstrukturen und Kavernenprojekte in Europa [Crotogino 2010]

Reckrod verfügt über drei Kavernenspeicher für Erdgas mit etwa 350.000 und 400.000 m³ Hohlraumvolumen, in welchen bei Drücken zwischen 6 und 15 MPa bis zu 110 Millionen m³ Erdgas jederzeit verfügbar gespeichert werden können. Der Standort Reckrod wäre für die Errichtung eines Wasserstoffkavernenspeichers gut geeignet. Für die Speicherung sehr großer Energie- beziehungsweise Wasserstoffmengen ist eine Kavernenspeicherung deutlich kostengünstiger als die oberirdische Speicherung in Druckbehältern.

Kavernen für die Speicherung von Wasserstoff unterscheiden sich nicht grundsätzlich von solchen für die Speicherung von Erdgas, die schon seit vielen Jahr-

zehnten betrieben werden. Auch die Randbedingungen für die Speicherung von Wasserstoff und Erdgas unterscheiden sich praktisch nicht. Somit kann bei der untertägigen Wasserstoffspeicherung auf eine langjährige Erfahrung in Planung und im Betrieb solcher Speicher zurückgegriffen werden.

Eine durchschnittliche einzelne Kaverne mit einem Hohlraumvolumen von 0,5 Millionen m³ kann zwischen 50 und 60 Millionen Nm³ Wasserstoff speichern. Dies entspricht einer Energiemenge von 150 Gigawattstunden, der Wochenproduktion an Strom eines Großkraftwerks. Größere Kavernen sind jedoch durchaus auch möglich.



Abbildung 10: Querschnitt des Erdgas-Kavernenspeichers Reckrod (Quelle: Mainova)

Auf Grund der im Vergleich zu Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerken hohen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff ist die Speicherung größerer Energiemengen bei relativ geringem Platzbedarf möglich [Crotogino 2003], [DENA 2010-2], [VDE 2009] und lässt sich auch in der Größe und lokalen Implementierung wesentlich flexibler realisieren. Die Energiedichte des Wasserstoffspeichersystems liegt fast zwei Größenordnungen über dem von Druckluftspeicherkraftwerken, das heißt in einer Kaverne gleichen Volumens lässt sich über Wasserstoff etwa 60-70 mal so viel elektrische Energie speichern wie in einem Druckluftspeicher. Die H_2 -Gasverluste liegen in Salzkavernen extrem niedrig und sind weder sicherheitstechnisch noch wirtschaftlich relevant.

Alternativ zu Salzkavernen wird Erdgas heute auch in Aquifer- oder Porenspeichern beziehungsweise in ausgegasteten Erdgaslagerstätten sicher gespeichert. In welcher Weise diese Lagerstätten auch für Wasserstoff geeignet sind, ist offen und wird in den kommenden Jahren geprüft. Es gibt Hinweise aus Zeiten der Speicherung von Stadtgas, dass z. B. Aquiferspeicher auch Wasserstoff sicher einschließen können. Aktuell werden Untersuchungen durchgeführt, um dies zu bestätigen. Durch eine mögliche Speicherung in Aquiferen würde sich die Verfügbarkeit wasserstofftauglicher Speicherstandorte geografisch deutlich steigern lassen.

2.3.3 KONDITIONIERUNG

Um eine effiziente Speicherung sicherzustellen, muss der Wasserstoff möglichst energieeffizient komprimiert werden. Bei der Verwendung von Druckelektrolyseuren, die den Wasserstoff bereits mit einem erhöhten Druck erzeugen (sinnvoll ist ein Druck von mindestens 1,5 2 MPa), kann man auf die funktionell ineffiziente erste Verdichterstufe beim Komprimieren verzichten. Je nach Anwendung und gewünschtem Enddruck sind dann nur noch ein bis zwei weitere Verdichter erforderlich, was de facto eine Kosten- und Energieoptimierung bedeutet.

Poren- und Aquiferspeicher

Porenspeicher sind natürliche Lagerstätten, in denen heute z.B. Erdgas in den schwammähnlichen Poren und Klüften unterirdischer Kalk- und Sandsteinschichten eingelagert wird. Nach oben verschließt eine geschlossene, dichte Gesteinsschicht den Speicher. Ihre Dichtigkeit ist für Erdgas über Jahrtausende bewiesen.

Aquiferspeicher sind Porenspeicher in Gesteinsschichten, aus denen Wasser durch eingepresstes Erdgas verdrängt wurde.

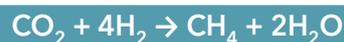
2.4 RÜCKVERSTROMUNG

Soll der gespeicherte Wasserstoff wieder in Elektrizität umgewandelt werden, so kann dies im Prinzip mit vergleichbaren Technologien geschehen, wie sie heute für die Stromerzeugung mit Erdgas eingesetzt werden, das heißt mit Gasturbinen beziehungsweise GuD-Kraftwerken oder mit Verbrennungsmotoren. Diese können mit bestimmten technischen Modifizierungen auch mit reinem Wasserstoff betrieben werden.

Allerdings erfordert das noch weitere Entwicklung. Kurzfristig einfach möglich ist der Betrieb von Gasmotoren und Gasturbinen mit Mischungen aus Methan und Wasserstoff. Alternativ kann mit Wasserstoff auch direkt in Brennstoffzellen Strom erzeugt werden, die bereits in kleinen Leistungsklassen sehr hohe Wirkungsgrade erreichen. Für den industriellen Einsatz sehr großer Brennstoffzellen ist ebenfalls noch entsprechende Entwicklung erforderlich.

2.5 METHANISIERUNG

Sofern Strom über längere Zeiten gespeichert werden muss und der Wasserstoff nicht als Endprodukt in Brennstoffzellen (mobil oder stationär) benötigt wird, besteht auch die Möglichkeit, den Wasserstoff in Methan umzuwandeln und dies ins Gasnetz einzuspeisen beziehungsweise bei Bedarf in bestehenden Gasspeichern zwischenzulagern. Die Umwandlung geschieht in einer Methanisierungsanlage über die Zugabe von reinem Kohlendioxid (CO₂) in Gegenwart eines geeigneten Katalysators nach folgender Reaktionsgleichung:

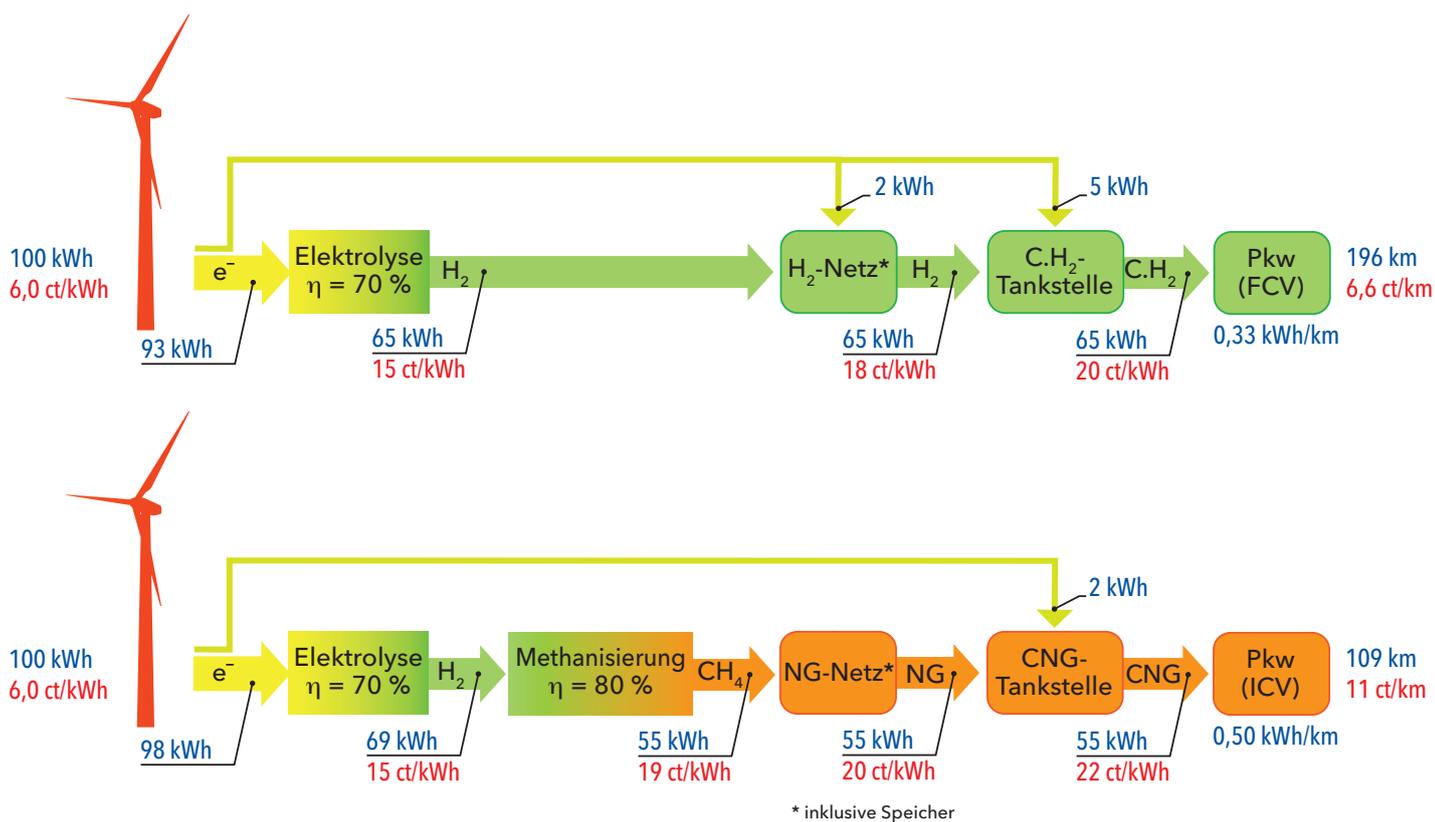


Neben Methan (CH₄) entsteht Wasser. Die Reaktion läuft unter erhöhter Temperatur und erhöhtem Druck ab und ist stark exotherm, das heißt die Reaktionswärme muss abgeführt werden. Wo dies möglich ist, kann sie z. B. für industrielle Prozesse oder als Fernwärme genutzt werden.

Die Vorteile der Methanisierung liegen in den niedrigeren Speicherkosten von Methan, die sich durch dessen höhere volumetrische Energiedichte und das unterschiedliche Kompressionsverhalten ergeben, sowie in der einfacheren Möglichkeit bei der Nutzung in der bestehenden Erdgasinfrastruktur.

Andererseits geht bei der Methanisierung von Wasserstoff etwa ein Fünftel der Primärenergie verloren. Des Weiteren muss beachtet werden, dass dieser zusätzliche Schritt die Wirtschaftlichkeit des Endprodukts mindert.

Zudem ist insbesondere bei einem Einsatz in Brennstoffzellenfahrzeugen der energetische Wirkungsgrad über die Gesamtkette von der Erzeugung bis zur Endnutzung für Wasserstoff deutlich besser als bei der Verwendung von Methan als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren. Dies schlägt sich im Verkehrssektor auch in den Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer nieder. Wird synthetisches Erdgas im Verbrennungsmotor verfahren, liegen diese zwischen 50 Prozent und 150 Prozent höher als für einen Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (siehe Abbildung 11).



CH₂ = Druckwasserstoff bei 70 MPa Tankdruck
 CNG = Druckerdgas bei 25 MPa Tankdruck
 FCV = Pkw mit Brennstoffzellenantrieb
 ICV = Pkw mit verbrennungsmotorischem Antrieb
 NG = Erdgas

Die blauen Zahlen zeigen die nach jedem Schritt verbleibenden Energieäquivalente, die roten Zahlen geben die entsprechenden spezifischen Energiekosten an, hier ausgehend von 6,0 ct/kWh für die in der Grafik links eingespeiste Windenergie.

Abbildung 11: Vergleich von H₂ und CH₄ als Power-to-Gas-Kraftstoffoptionen; Kosten angegeben als kumulierte Werte (Quelle: D. Stolten, T. Grube, M. Weber; Wasserstoff - Das Speichermedium für die Energiewende; Vortrag 17. Fachkongress Zukunftsenergien, 05.02.2013, Essen.)

2.6 SYSTEMAUSLEGUNG

Prinzipiell sind zwei Arten der Anbindung von Wind-Wasserstoff-Systemen denkbar: in direkter Kombination mit einem fluktuierenden Erzeuger, das heißt z.B. mit einem Windpark, oder gekoppelt an das allgemeine Stromnetz.

Im ersten Fall versetzt die Wind-Wasserstoffanlage den Windparkbetreiber in die Lage, seine erzeugte Energie bedarfsgerechter vermarkten zu können, indem er in Zeiten hohen Windaufkommens Energie als Wasserstoff speichert und diesen bei Bedarf wieder zu Strom wandelt. Auf diese Weise können generelle Erzeugungsfrequenzen ausgeglichen und das „Produkt“ dadurch aufgewertet werden. Daneben erhält der Windparkbetreiber die Möglichkeit, durch direkte Vermarktung des Wasserstoffs an Verkehr oder Industrie zusätzliche Deckungsbeiträge zu erzielen.

Bei einer direkten Netzanbindung bezieht der Betreiber der Wind-Wasserstoffanlage Strom über die Strombörse oder auf Basis bilateraler Lieferverträge mit Stromerzeugern. In diesem Fall ist der Betreiber bestrebt, besonders kostengünstigen Strom zu beziehen und mit den daraus resultierenden Produkten (z.B. Wasserstoff, elektrische Energie durch Rückverstromung, Regelleistung) einen möglichst hohen Ertrag zu erwirtschaften.

Die Attraktivität möglicher Varianten wird nicht zuletzt durch den Strommarkt und die zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden technischen, finanziellen und regulatorischen Randbedingungen bestimmt.

Technisch unterscheiden sich die Anforderungen an Komponenten und System einer Wind-Wasserstoffanlage, das heißt insbesondere an Speicher und Elektrolyseur, für die geschilderten Betriebsvarianten nur in wenigen Punkten. Diese betreffen vor allem die Größe der Anlage und die Standortwahl, gegebenenfalls auch die Dynamik des Betriebs. Bei direkter Kopplung an einen Windpark ergibt sich die

maximale Anlagengröße als Funktion von deren Leistung und der typischen lokalen Windfluktuationen. Ein windparknaher Standort ist von Vorteil, da die Entfernungen durch eigene entsprechend dimensionierte elektrische Transportleitungen überbrückt werden müssen. Dem gegenüber sind bei einer netzintegrierten Anlage Standort und Größe in weiten Bereichen frei wählbar und lediglich abhängig von der Kapazität und Auslastung der lokalen Netze. Salzkavernen für die Speicherung großer Wasserstoffmengen sind allerdings geografisch nur eingeschränkt verfügbar. In Deutschland ist dies insbesondere im norddeutschen Raum der Fall. Für direkt an Windparks angebundene Wind-Wasserstoff-Anlagen können dezentrale Speicher zum Einsatz kommen, aber z.B. auch eine Anbindung an eine Kaverne über eine Rohrleitung. Netzgekoppelte Anlagen sollten optimalerweise in der Nähe großer Kavernenspeicher errichtet werden.

Während die Betriebsdynamik bei einer direkt an einen Erzeuger gekoppelten Anlage weitgehend durch die Einspeisefrequenzen bestimmt ist, wird sie bei einem netzgekoppelten Speicher von der Betriebsstrategie und dem Geschäftsmodell des Betreibers abhängen. Die erforderliche Dynamik kann die Wahl und Auslegung des Elektrolyseurs mitbestimmen; grundsätzlich hat dies aber eher einen nachrangigen Einfluss.

Grundsätzlich ist natürlich auch der Einsatz von Wind-Wasserstoffsystemen in sogenannten Inselnetzen möglich, wo sie z.B. gemeinsam mit Wind- und Solarenergieanlagen eine autonome Energieversorgung in isolierten Kleinnetzen ermöglichen. Ein solches System, bestehend aus Windturbinen, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle, einem wasserstoffbetriebenen Generator und Schwungradspeichern, wird z.B. auf der norwegischen Insel Utsira erprobt.

3.1 WIRTSCHAFTLICHE PERSPEKTIVEN

3.1.1 VORREITERROLLE IN ERNEUERBAREN ENERGIEN

Auch durch die Energiewende des Jahres 2011 fällt Deutschland eine internationale Vorreiterrolle bei der Anwendung erneuerbarer Energien zu. Dabei sind Klimawandel und zukunftsfähige Energieversorgung, Erhaltung und Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen und nachhaltige Mobilität zentrale Themen, die kontinuierlich mit vielfältigen Aktivitäten auf Landesebene hinterlegt werden.

Um in Bund und Ländern die erforderlichen Voraussetzungen zu schaffen ist neben der Entwicklung von Technologien auch deren Systemintegration vorzubereiten. Neben der Entwicklung, Fertigung und Anwendung von Windenergieanlagen ist verstärkt in den elektrochemischen Technologien wie Elektrolyse und Brennstoffzellen zu forschen und zu entwickeln. Ziel der Bundesregierung ist es, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen sind. Dies hat auch positive Auswirkungen auf die Nutzung und Herstellung von Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstoffinfrastruktursystemen.

Gerade zwischen dem zunehmend durch Wind- und Solarenergie mitgeprägten Energiesystem und den Anforderungen an eine umfassende Verringerung des Treibhausgasausstoßes im Verkehr ergeben sich vielseitige Synergien, die es Deutschland erlauben, international eine breite Führungsrolle zu übernehmen. Der Wettbewerb entsteht hier in besonderem Maße mit Ländern wie z. B. Japan und China, die aus unterschiedlichen Gründen ebenfalls in eine ähnliche Richtung umstrukturieren müssen und damit verbundene Technologien intensiv entwickeln und betreiben.

Die Umstrukturierung des Energie- und Transportsystems wird sich über viele Jahre erstrecken. Im gleichen Zeitraum wird die Verknappung von Erdöl und anderer fossiler Ressourcen wie auch der Handlungsdruck aufgrund der Klimaerwärmung deutlich fortschreiten. Es ist eine besondere Herausforderung für den Industriestandort Deutschland mit dem Land Hessen in einer zentralen Rolle, diese Veränderungen mit umsetzungsfähigen und international wettbewerbsfähigen Lösungen aktiv mitzugestalten und den sonst drohenden ökonomischen und sozialen Konsequenzen dadurch zu begegnen. Mit der sukzessiven Weiterentwicklung regenerativer Energieerzeugung und mit Technologien zur Erzeugung, Versorgung, Verteilung und Verwendung von Wasserstoff können hierzu wichtige Beiträge geleistet und die Technologieführerschaft in Schlüsselbereichen gefestigt und ausgebaut werden.

Durch den Ersatz importierter fossiler Energieträger mittels heimischer erneuerbarer Energiequellen gestaltet die deutsche Volkswirtschaft das Energiesystem insgesamt effizienter und weniger anfällig. Gleichzeitig vermindert sie dabei ihre Abhängigkeit von Energieimporten bei entsprechend verbesserter Zahlungsbilanz. In der Folge steigen die lokale Wertschöpfung und damit das Potenzial für zukunftsfähige qualifizierte Arbeitsplätze.

3.2 KOSTENBESTIMMENDE FAKTOREN

Die Wirtschaftlichkeit eines Wind-Wasserstoffsystems kann jeweils nur nach einer Analyse eines konkreten Projekts und dafür ausgewählter Betriebsszenarien beurteilt werden. Generell sind aber für eine fundierte Beurteilung immer unterschiedliche Bereiche maßgeblich:

- Die Investitionskosten der Anlage und ihrer Komponenten sind ein wichtiger Faktor. In einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung werden diese über die Lebensdauer der Komponenten beziehungsweise über die erzielbare Betriebsdauer der Anlage verteilt.
- Zentraler Punkt während des Betriebs der Anlage sind die Kosten des Stroms, der in chemische Energie umgewandelt wird, und die diesen gegenüberstehenden Erträge z. B. durch Verkauf von Wasserstoff oder Spitzenstrom. Zusätzliche Kosten entstehen z. B. durch Personaleinsatz für den Betrieb sowie Wartung und Instandhaltung. Gemeinsam mit den Investitionskosten bilden diese Aspekte die Basis einer betriebswirtschaftlichen Analyse.
- Neben den betriebswirtschaftlichen Faktoren entsteht auch ein volkswirtschaftlicher Nutzen durch den Betrieb einer Wind-Wasserstoff-Infrastruktur. Dieser entsteht neben den im vorangegangenen Abschnitt angeführten generellen Aspekten unter anderem dadurch, dass der Ausgleich von Einspeisefluktuationen ansonsten erforderliche Investitionen in das Stromnetz und dessen Steuerung verringern kann und die gespeicherte „Überschussenergie“ zusätzliche Energieerzeugung beziehungsweise -importe vermindert.

3.2.1 ANLAGENKOSTEN

Die wesentlichen Komponenten eines Wind-Wasserstoff-Systems sind der Elektrolyseur, die Stromrichter, die Kompressoren und der Wasserstoffspeicher.

Dazu kommen je nach Auslegung noch Stromleitungen für die Anbindung an das Netz beziehungsweise den Windpark, Transporteinrichtungen für den Wasserstoff (z. B. Rohrleitungen, Lkw-Trailer) und Stromerzeugungstechnologien für dessen Rückumwandlung in Elektrizität (z. B. Turbinen, Motoren, Brennstoffzellen). Dabei trägt die Elektrolyse mit dem deutlich größten Anteil zu den resultierenden Anlagekosten bei. Aufwände für Verdichtung, Speicherung, Distribution und Abgabe des Wasserstoffs z. B. als Kraftstoff spielen dazu im Vergleich eine untergeordnete Rolle.

Der Vollständigkeit halber müssen im Rahmen der Anlagenkosten auch genehmigungsrechtliche Aspekte beachtet werden. Die Genehmigungsverfahren sowie die Realisierungsdauer können z. B. bei Untertagesalkavernen bis zu fünf Jahre betragen. Auch die Errichtung anderer erforderlichen Infrastrukturkomponenten ist in der Regel mit planungsrechtlichen Anforderungen verbunden, die bei einer konkreten Anlage berücksichtigt werden müssen.

In welcher Höhe sich diese Investitionen in einer betriebswirtschaftlichen Analyse auswirken, hängt direkt mit den erzielbaren Betriebsstunden beziehungsweise mit den im Betrieb produzierten Wasserstoffmengen zusammen. In tatsächlichen Betriebsszenarien muss hierfür eine sinnvolle Balance aus dem Speichern von „Stromspitzen“ und der wirtschaftlichen Anforderung nach niedrigen Preisen des eingespeicherten Stroms einerseits und einem möglichst langen beziehungsweise regelmäßigen Betrieb andererseits angestrebt werden.

Interessant ist in diesem Zusammenhang auch der Vergleich mit anderen Optionen für die Speicherung großer Strommengen. Grundsätzlich steht für die Stromspeicherung ja eine breite Palette an Möglichkeiten zur Verfügung. Jede Technologie ist für bestimmte Einsatzbereiche besonders geeignet, die sich unter anderem durch die Anforderungen an die Reaktionszeit, Entladedauer, Leistung und Zyklenzahl differenzieren (siehe Abbildung 12).



Abbildung 12: Stromspeichertechnologien (Quelle: LBST)

Für die Speicherung großer Energiemengen kommen dabei nur Pumpspeicher (die größte existierende Anlage in Deutschland hat 1 GW_e Leistung und 8,5 GWh_e Speicherinhalt) und Druckluftspeicher (geplant: 200 MW_e und 1 GWh_e Speicherinhalt) als Alternativen in Frage. Pumpspeicher, in denen Wasser zur Energiespeicherung in ein höher gelegenes Becken gepumpt und bei Bedarf über Turbinen wieder abgelassen wird, gibt es schon sehr lange.

3.2.2 KOSTEN UND ERLÖSE IM BETRIEB

Neben den Investitionskosten für die Elektrolyseanlage stellen die Stromkosten den wesentlichen Kostenfaktor bei der Wasserstoffherzeugung dar. Diese hängen u.a. von der Menge des bezogenen Stroms und vom Bezugszeitpunkt ab. Unterschiede ergeben sich auch dadurch, ob ausschließlich „grüner“ Strom gespeichert wird oder auch gewisse Anteile von „grauem“ Strom eingesetzt werden. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit im Betrieb einer Wind-Wasserstoff-Anlage ist die Differenz zwischen den resultierenden Kosten des erzeugten Wasserstoffs und den erzielbaren Erlösen.

Aufgrund ihrer sehr langen Lebensdauer und der guten Wirkungsgrade sind Pumpspeicher auch vergleichsweise kostengünstige Speicher, allerdings bedeutet ein Ausbau immer einen massiven landschaftlichen Eingriff und ist geografisch auch nur sehr eingeschränkt möglich.

Druckluftspeicher nutzen die gleiche Art von Kavernen wie Wasserstoffspeicher. Allerdings wird die Energie hier mechanisch gespeichert, indem Luft unter Druck in die Kaverne gepumpt und bei Bedarf durch eine Turbine wieder expandiert wird. Um den Wirkungsgrad zu erhöhen, ist geplant, die bei der Kompression entstehende Wärme ebenfalls zu speichern und bei der Entspannung des Gases zurückzuführen. Solche sogenannten adiabaten Druckluftspeicher befinden sich in der allerersten Erprobung.

Auch wenn der Speicherungswirkungsgrad von Wasserstoff in einer Salzkaverne niedriger ist als bei den genannten Alternativen, sind die Speicherkosten für große Energiemengen (mehrere Gigawattstunden) und über längere Zeiträume (mehrere Tage) günstiger als bei adiabaten Druckluftspeichern, die eine um zwei Größenordnungen geringere Speicherfähigkeit bei gleichem Volumen aufweisen.

Die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff (als Brennstoff bei der Stromerzeugung und im Wärmesektor, als Kraftstoff im Transportsektor und als chemischer Rohstoff im Industriebereich) ermöglichen über die reine Rückverstromung hinausgehende Nutzungsmöglichkeiten. Welche der genannten Nutzungsoptionen die ökonomisch interessanteste ist, hängt von den jeweiligen Randbedingungen ab. Es ist zu erwarten, dass die direkte Vermarktung des Wasserstoffs, z. B. als Fahrzeugkraftstoff, aus Gründen der Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung vorzuziehen ist.

4 AKTUELLE AKTIVITÄTEN UND PILOTPROJEKTE

Die Energie- beziehungsweise Stromspeicherung ist ein wichtiges Forschungsthema in Deutschland und auch in Europa.

Umfangreiche Untersuchungen zur Integration zunehmender intermittierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in das Energiesystem existieren von verschiedenen privatwirtschaftlichen wie auch akademischen Institutionen.

Die hohe Bedeutung von Speichertechnologien in künftigen Energiesystemen ist Gegenstand einer großen Bandbreite an Forschungsprogrammen, Ausschreibungen und Projekten auf nationaler und europäischer Ebene.

Das Aktivitätsspektrum auf dem Gebiet Energiespeicher reicht von Systemuntersuchungen aller relevanten Speichertechnologien über den Aufbau und Betrieb von Demonstrationsanlagen bis zur Markteinführung. Wesentliches Anliegen der Forschung ist es nicht zuletzt, Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz dieser Technologien herbeizuführen.

Diverse Pilotprojekte sind derzeit in Deutschland in Betrieb beziehungsweise in Vorbereitung. Einige davon sind im Folgenden kurz beschrieben (siehe Abbildung 13).

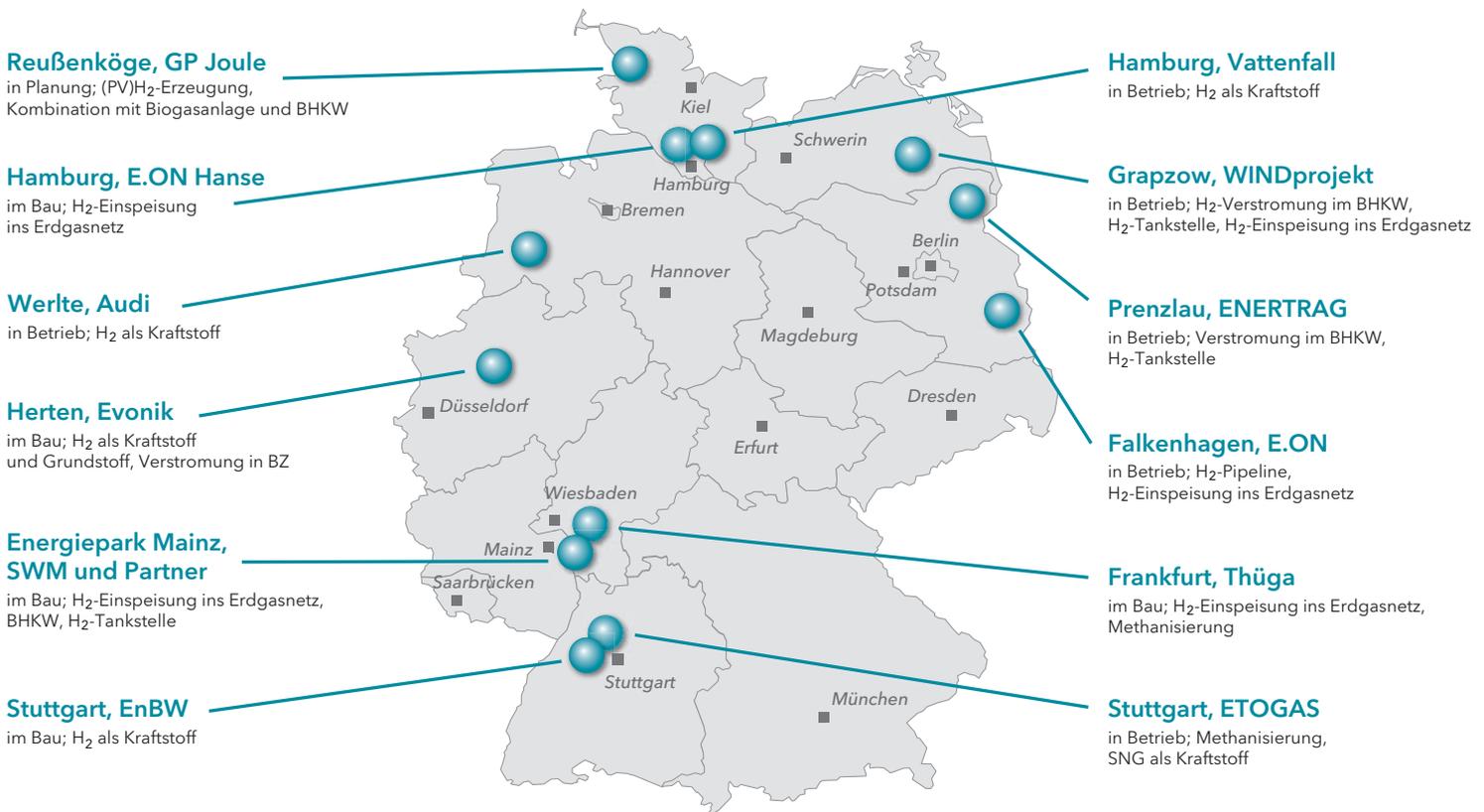


Abbildung 13: Power-to-Gas (P2G)-Pilotprojekte in Deutschland. (Quelle: LBST 2013)

Power-to-Gas-Pilotanlage in Frankfurt, Hessen (thüga)

Zwölf Unternehmen der thüga-Gruppe planen den Bau einer Power-to-Gas-Demonstrationsanlage. Darin sollen pro Stunde 60 Nm³ Wasserstoff erzeugt und in das kommunale Gasnetz eingespeist werden. In einer zweiten Projektphase ist auch die Erprobung einer Methanisierungsstufe angedacht. Ziel des Vorhabens ist es, eine effiziente und wirtschaftliche Stromspeicherung unter Nutzung des Erdgasnetzes als Speichermedium zu ermöglichen. Die Anlage soll Ende 2013 in Betrieb gehen.

Weitere Informationen unter www.mainova.de/unternehmen/presse/11790.html

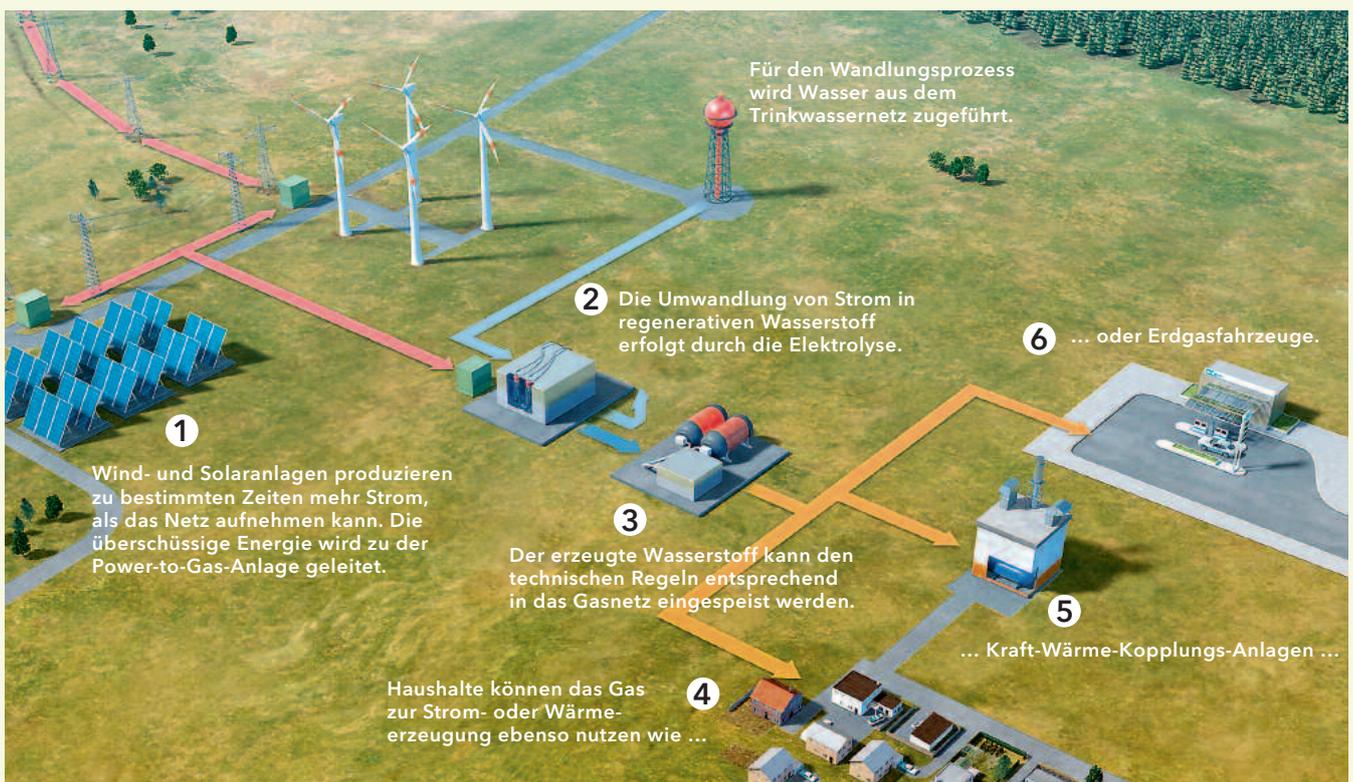


Abbildung 14: Power-to-gas-Konzept der Thüga (Quelle: Mainova)

Energiepark Mainz, Rheinland-Pfalz

Gemeinsam mit den Technologiepartnern Linde und Siemens sowie der Hochschule RheinMain planen die Stadtwerke Mainz die Errichtung einer Power-to-Gas Anlage in Mainz-Hechtsheim. Ziel dabei ist es, in Kombination mit einem 6 MW PEM-Elektrolyseur von Siemens alle wesentlichen Elemente möglicher Windwasserstoff-Umsetzungen zu erproben. So soll das in Mainz produzierte Gas als umweltfreundlicher Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet sowie in das Erdgasnetz eingespeist werden, wo es für Gasheizungen oder moderne Gas- und Blockheizkraftwerke zur Verfügung steht. Darüber hinaus soll untersucht werden, ob der in der Anlage produzierte Wasserstoff im Gas- und Dampfturbinenkraftwerk der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden als Brennstoff zur Rückverstromung genutzt werden kann. Die Inbetriebnahme ist für Frühjahr 2015 geplant.

Weitere Informationen unter www.energiepark-mainz.de

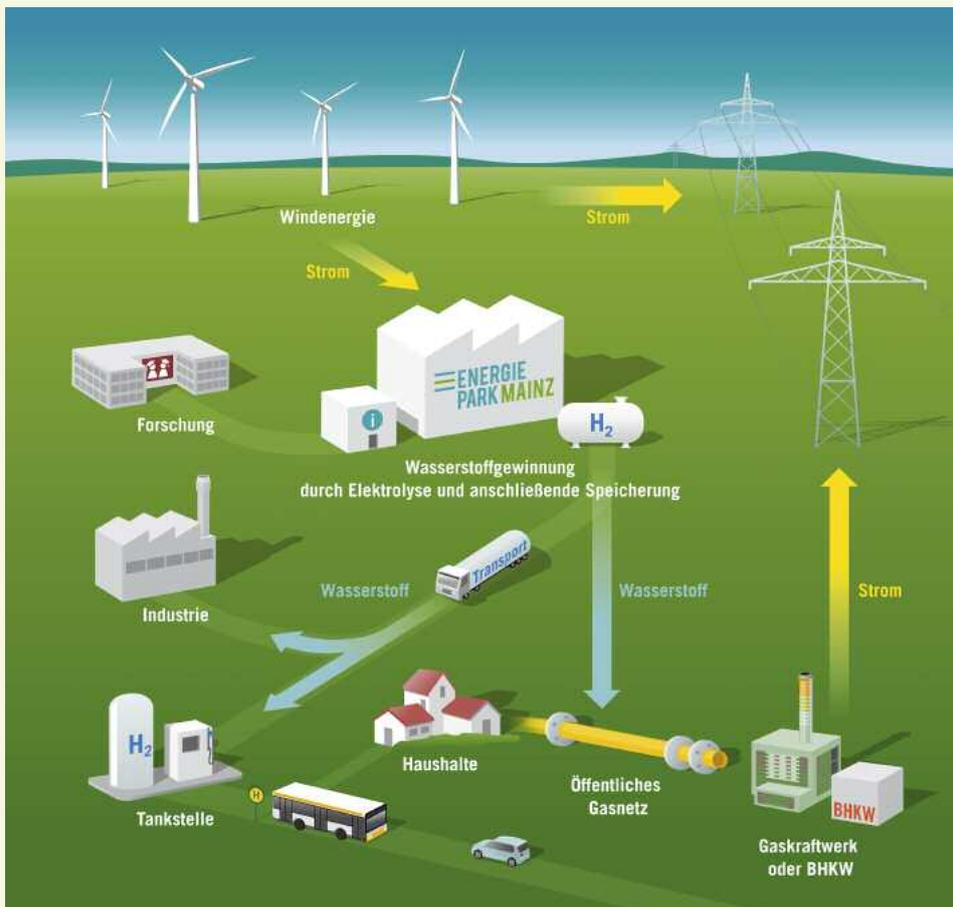


Abbildung 15: Kreislauf Energiepark Mainz (Quelle: Agentur Wordwide, Mainz)

Hybridkraftwerk in Prenzlau, Brandenburg (ENERTRAG)

Das Hybridkraftwerk der Firma ENERTRAG in Prenzlau kombiniert Windpark, Elektrolyseur, Biogasanlage und Blockheizkraftwerke mit dem Ziel, eine bedarfsgerechte Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff für die Mobilität zu demonstrieren. Es wurde im Oktober 2011 in Betrieb genommen und war das erste Demonstrationsprojekt für Wind-Wasserstoff in Deutschland. Mit Strom aus drei Windenergieanlagen von zusammen 6 MW_e Leistung wird in einem Elektrolyseur (500 kW elektrische Leistung, Erzeugungskapazität von 120 Nm³ H₂ pro Stunde) Wasserstoff erzeugt und bei einem Druck von 4,3 MPa in drei Druckbehältern gespeichert, die bis zu 1.35 Tonnen aufnehmen können. Der Wasserstoff wird sowohl in Druckgastrailern als Kraftstoff zu H₂-Tankstellen in Berlin und Hamburg gefahren als auch zusammen mit Biogas in einem inselnetzfähigen Blockheizkraftwerk in Strom rückverwandelt.

Weitere Informationen unter

www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html

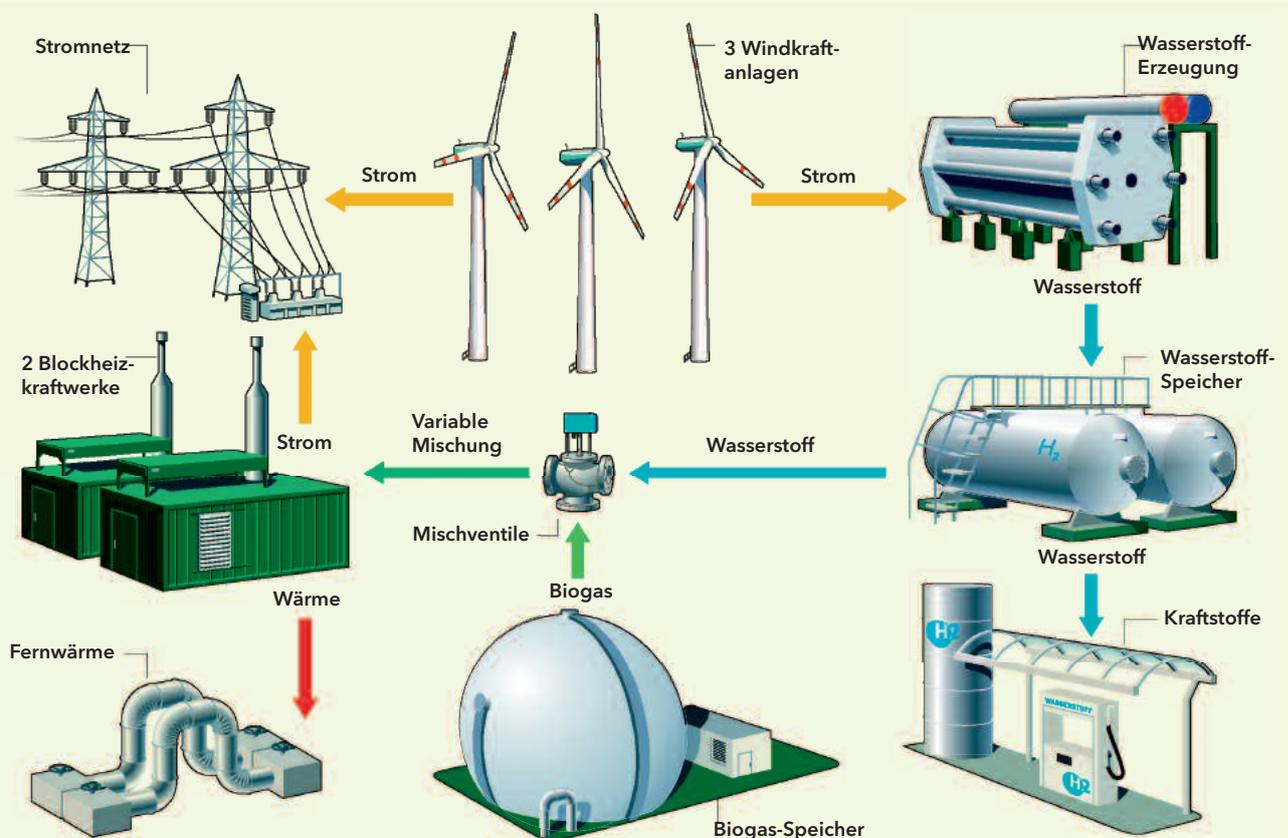


Abbildung 16: ENERTRAG Hybridkraftwerk (Quelle: ENERTRAG)

Power-to-Gas - Regenerative Wasserstoff-Windenergieanlage in Altentreptow, Mecklenburg-Vorpommern

Aus einem Windpark mit 28 Windenergieanlagen von zusammen maximal 142 MW_e wird Überschussstrom in einem Elektrolyseur von maximal 1 MW_e elektrischer Leistung in Wasserstoff umgewandelt und bei einem Druck von 300 bar oberirdisch gespeichert. Die Anlage befindet sich derzeit im Bau und soll im Jahr 2014 vollständig in Betrieb gehen. Ein Blockheizkraftwerk kann den Wasserstoff bei Bedarf mit einer Spitzenleistung von 250 kW_e in Strom sowie in Wärme (400 kW_{th}) verwandeln. Vor Ort soll auch eine Tankstelle für Wasserstofffahrzeuge und -boote entstehen sowie die Möglichkeit, H₂ ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Weitere Informationen unter www.rh2-wka.de

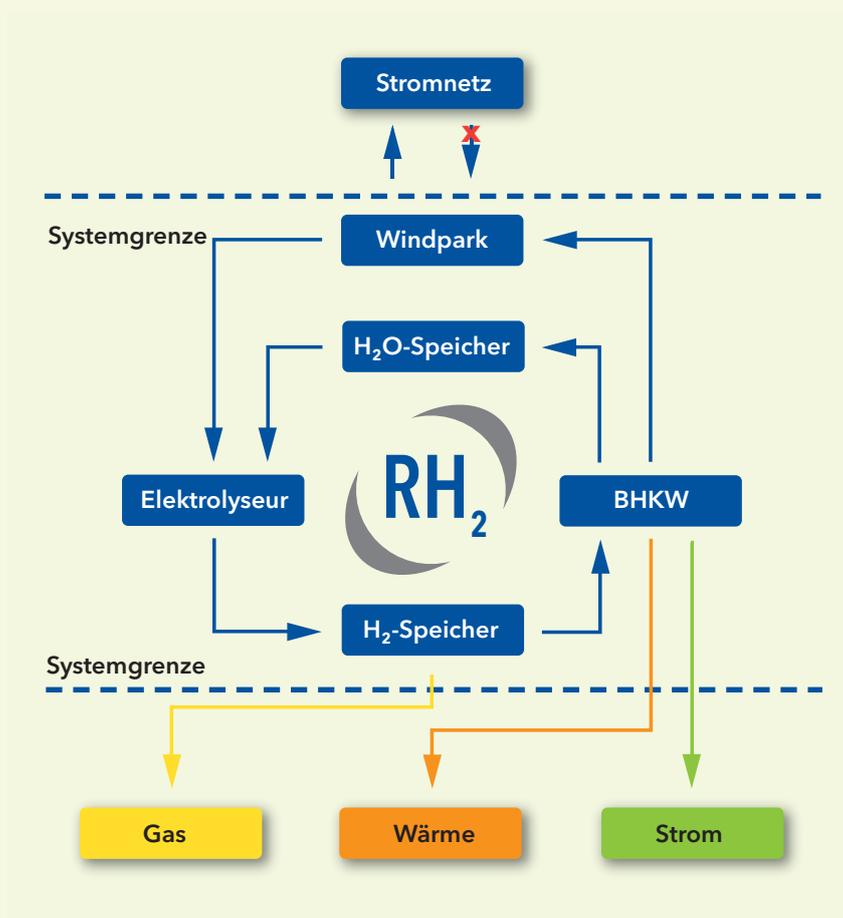


Abbildung 17: Konzept der Regenerativen Wasserstoff-Windenergieanlage in Altentreptow (Quelle: WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH)

Power-to-Gas-Pilotanlage Falkenhagen, Brandenburg (E.ON)

In der Pilotanlage der E.ON AG soll die Prozesskette von der Übernahme des Windstroms bis zur Erzeugung von Wasserstoff und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz demonstriert werden. Dabei wird Strom aus Windenergieanlagen mit etwa 2 MW_e Leistung in einer Elektrolyseanlage mit einer Kapazität von max. 360 Nm³/h in Wasserstoff umgewandelt. Über eine H₂-Pipeline des Gasnetzbetreibers und Projektpartners ONTRAS/VNG wird der Wasserstoff einer Hochdrucktransportpipeline (5,5 MPa) zugeführt und dort dem Erdgas bis zu einer Konzentration von maximal 2 Prozent zugemischt. Die Anlage ist seit August 2013 im Betrieb.

Weitere Informationen unter

www.eon.com/de/presse/medien-center/bilder/power-to-gas-anlage.html

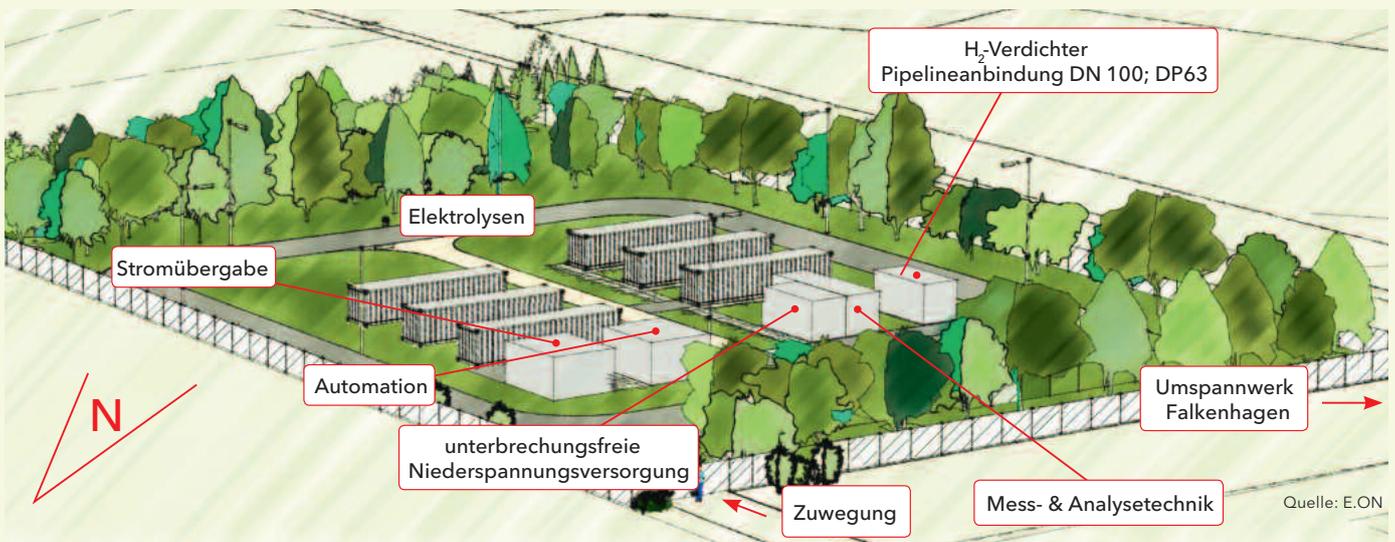


Abbildung 18: Übersicht der Pilotanlage in Falkenhagen (Quelle: E.ON)

Power-to-Gas-Pilotanlage in Werlte, Niedersachsen (Audi)

Dieses Projekt ist an den Mobilitätssektor adressiert. Kraftstoff für erdgasbetriebene Fahrzeuge soll im Rahmen des Balanced-Mobility-Projekts der Audi AG aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Dafür soll die Anlage überschüssige Energie aus Windkraft- und Solaranlagen nutzen und elektrolytisch in Wasserstoff wandeln, aus dem zusammen mit CO₂ aus einer Biogasanlage in einer Methanisierungsstufe von 6,3 MW synthetisches Erdgas entsteht, das in das Erdgasnetz eingespeist wird. Der Betriebsbeginn ist für das Jahr 2013 geplant.

Weitere Informationen unter www.audi-future-lab-mobility.de



Windenergie

Ausgangspunkt für das Audi e-gas project ist regenerativ erzeugter Strom.

Stromnetz

Die Windenergie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Gasnetz

Das e-gas wird im öffentlichen Gasnetz gespeichert und kann so auch Haushalte und Industrie mit Energie aus erneuerbaren Quellen versorgen.

Elektrolyse

Die mit Windstrom betriebene Elektrolyse-Anlage spaltet Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff.

Methanisierung

Der Wasserstoff reagiert in einer Methanisierungsanlage mit Kohlendioxid. Ergebnis: e-gas (künstliches Erdgas).

CNG-Tankstelle

Der steigende Anteil an e-gas fördert klimafreundliche Langstreckenmobilität.

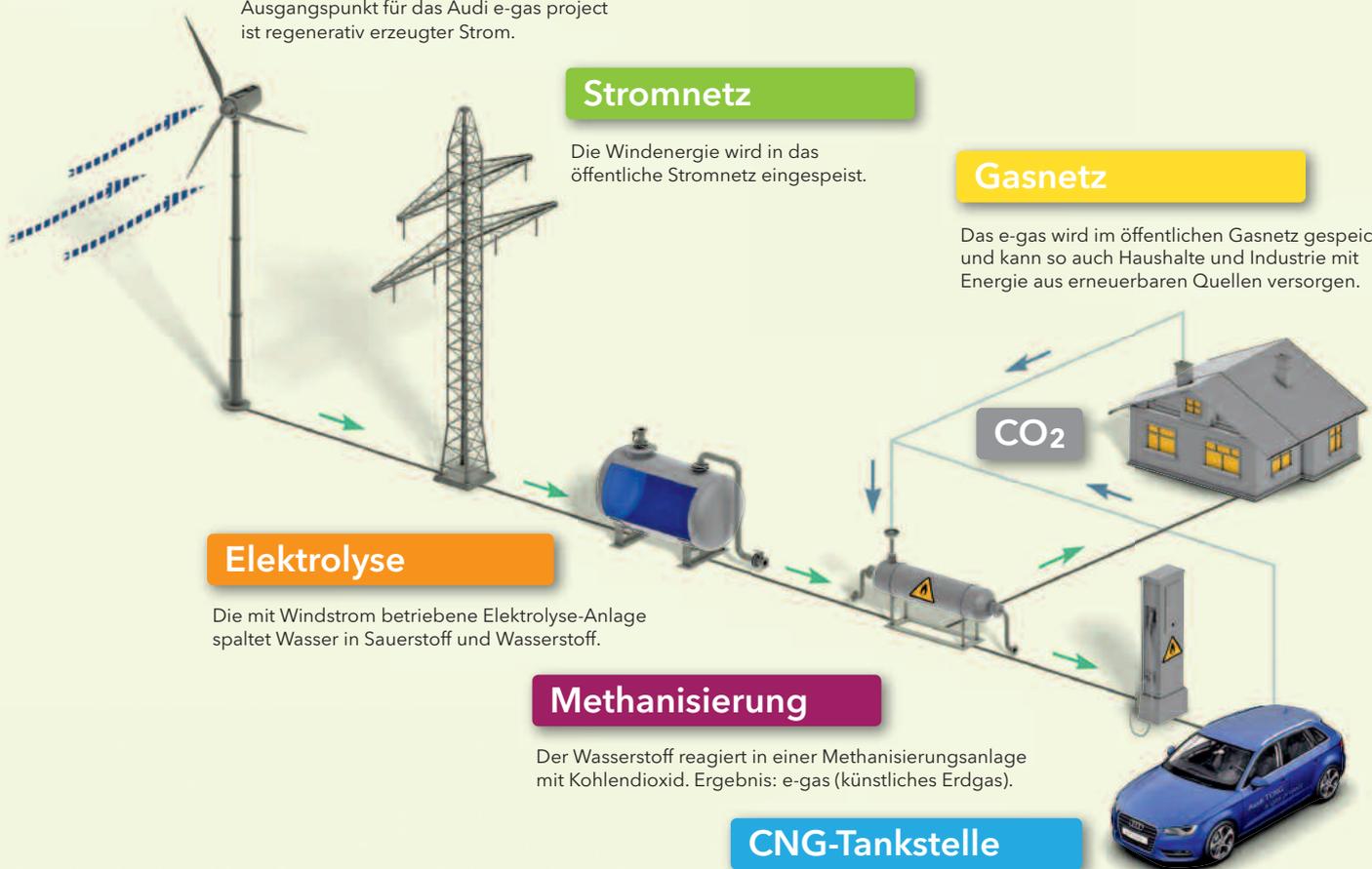


Abbildung 19: Audi e-gas-Projekt (Quelle: AUDI AG)

Quelle: Audi

5.1 KONTAKTADRESSEN UND ANSPRECHPARTNER IN HESSEN


HessenAgentur

HA Hessen Agentur GmbH

**Geschäftsstelle H2BZ-Initiative Hessen e.V.
HA Hessen Agentur GmbH**

Konradinallee 9
65189 Wiesbaden
www.H2BZ-Hessen.de
www.hessen-agentur.de

Ansprechpartnerin:

Alina Stahlschmidt

T 0611 95017-8959

F 0611 95017-58959

alina.stahlschmidt@hessen-agentur.de
UNTERNEHMEN
Anlagentechnik:
Linde AG

Geschäftsbereich Linde Gas
Kostheimer Landstraße 25
55246 Mainz-Kostheim
www.linde-gas.de

**Air Liquide Forschungs- und
Entwicklung GmbH**

Gwinnerstraße 27-33
60388 Frankfurt am Main
www.airliquide.de

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG

Industriepark Höchst
65926 Frankfurt am Main
www.infraserv.com
www.zeroregio.com

**Wasserstoffkompressoren/
Hochdrucktechnik:**
**Seybert & Rahier GmbH
+ Co. Betriebs KG**

Sera-Straße 1, 34376 Immenhausen
www.sera-web.de

**GHR Hochdruck-Reduziertechnik
GmbH**

Siemensstraße 2, 61239 Ober-Mörlen
www.ghr-vatec.de

**Hochschulen/
Forschungseinrichtungen:**
Fraunhofer IWES

Königstor 59, 34119 Kassel
www.iwes.fraunhofer.de

Hochschule RheinMain

Am Brückweg 26, 65428 Rüsselsheim
www.wasserstofflabor.de

Elektrolyseure:
ELB Elektrolyse Technik GmbH

Wetzlarer Straße 22,
35510 Butzbach
www.elektrolyse.de

Gaskatel GmbH

Holländische Straße 195,
34127 Kassel
www.gaskatel.de

Hydrogen Energy GWL GmbH

Industriepark Höchst G8,
65926 Frankfurt am Main
<http://www.he-gwl.de/>

ITM Power GmbH

Hegewiese 4c, 61389 Schmitten
www.itm-power.com

5.2 KONTAKTADRESSEN UND ANSPRECHPARTNER BUNDESWEIT

NOW GmbH

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstraße 5, 10623 Berlin
T 030 3116116-00; F -99
www.now-gmbh.de

Ansprechpartner Infrastruktur:
Thorsten Herbert
T 030 3116116-18
thorsten.herbert@now-gmbh.de

DWV

Deutscher Wasserstoff und Brennstoffzellen-Verband e.V.
Moltkestraße 42, 12203 Berlin
T 030 398209946-0; F -9
h2@dwv-info.de
www.dwv-info.de

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Strategieplattform Power to Gas
Chausseestraße 128 a, 10115 Berlin
T 030 726165-600; F -699
www.dena.de

Ansprechpartnerin:
Annegret-Cl. Agricola
agricola@dena.de

5.3 ERGÄNZENDE PUBLIKATIONEN

HESSEN

Kompetenzatlas Wasserstoff und Brennstoffzellen Hessen

Herausgegeben von der Hessen Agentur im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMULEV), in Kooperation mit der H2BZ-Initiative Hessen, verfügbar unter: <http://www.h2bz-hessen.de>
-> Menü Kompetenzatlas

Broschüre:

Wasserstoff und Brennstoffzellen

Herausgegeben von der Hessen Agentur im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMULEV), in Kooperation mit der H2BZ-Initiative Hessen, verfügbar unter: http://www.h2bz-hessen.de/mm/Image_H2BZ_web.pdf

Broschüre:

Wasserstoff-Tankstellen

Herausgegeben von der Hessen Agentur im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMULEV), in Kooperation mit der H2BZ-Initiative Hessen, verfügbar unter: http://www.h2bz-hessen.de/mm/Wasserstofftankstellen_web.pdf

WINDKRAFT

[DEWI 2009] Allgemeine fachliche Grundlagen des Repowering, Bernd Neddermann, DEWI, Bremen, Juni 2009

[DEWI 2012] Auslegung von Windturbinen und Speicher: Eine Frage der Systemoptimierung, DEWI Magazin Nr. 40, Februar 2012

[Eerens 2008] H. Eerens, E. de Visser, Windenergy potential in Europe 2020-2030, ETC/ACC Technical Paper 2008/6, Dezember 2008

[Harrison 2009] K. Harrison et. Al. NREL, The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration, NREL/TP-550-44082, März 2009

[IWES 2011] Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung, Fraunhofer IWES für BWE, März 2011

[indexmundi 2012] indexmundi, World Electricity - consumption, http://www.indexmundi.com/world/electricity_consumption.html

[VDI 2012] Modulbaukasten soll Kosten für Offshore-Windenergieanlagen senken, VDI-Nachrichten vom 14.09.2012

[Wirtschaftswoche 20. August 2012] Windkraft auf See droht ein Desaster. Wirtschaftswoche vom 20.08.2012

[XiLu 2009] Xi Lu, M.B. McElroy, J. Kiviluoma, Global potential for wind-generated electricity, PNAS Proceedings of the National Academy of Science of the USA, 07.07.2009

ELEKTROLYSETECHNOLOGIE

[Nitsch 2003] Potenziale der Wasserstoffwirtschaft; Dr. Joachim Nitsch; Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“; Berlin, Heidelberg; 2003

[Siemens 2011] M. Waidhas, Wasserstoff - ein universeller Energiespeicher, Folienpräsentation, Bayern-Innovativ-Kongress, Nürnberg, 30.06.2011

[Siemens 2012] M. Waidhas, Elektrolyse - neue Potenziale in einer sich verändernden Energielandschaft, DWV-Jahrespressekonferenz, Folienpräsentation, Berlin, 14.02.2012

[Smolinka 2011] Tom Smolinka, Jürgen Garche, NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“, Berlin, Mai 2011

[Ullmann 1989] Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry; reprint Vol. A13: Hydrogen; VCH Verlagsgesellschaft mbH, Weinheim, 1989

WASSERSTOFFTECHNOLOGIE

[Crotagino 2003] Dipl.-Ing. Fritz Crotagino, Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken zum Ausgleich fluktuierender Windenergie Vortrag auf der Tagung der AKE - Herbstsitzung 16. und 17.10.2003 in Bad Honnef

[Crotagino 2010b] Pers. Kommunikation mit Fritz Crotagino, KBB Underground Technologies, Mai 2010

[HAM 2007] Roland Hamelmann; Studie zur Dämpfung der Netzbelastung durch Wasserstoffsysteme; angefertigt für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein; Fachhochschule Lübeck-Projekt-GmbH, Juli 2007

[PPTF 2011] „Speicher Überblick und Bewertung“ von Dr. M. Leuthold, Prof. Dr. D. U. Sauer; E.ON Energy Research Laboratory; Institute for Power Generation and Storage; RWTH Aachen; Power plant Technology Forum; Vortrag Hannover Messe, April 2011

[Sedlacek 2008] R. Sedlacek, Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE 124. Jg. 2008, Heft 11

[LBST 2012] Erzeugungspfadanalyse für die Systemlösung Power to Gas, Expertise für die dena Strategieplattform Power to Gas, H. Landler, W. Weindorf, LBST, Juli 2012

[Stolten 2012] Detlef Stolten, Wind-Wasserstoff als Kraftstoff, 12. Jahrestreffen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff, Düsseldorf, 22.11.2012

[VDE 2009] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) - Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf; Frankfurt; 2009

ENERGIEWIRTSCHAFT

[BMU 2008] Nitsch, DLR, Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien Leitstudie 2008, BMU, Oktober 2008

[FhG-ISE 2012] Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 30. Mai 2012

[Haack 2008] Dieter Haack, E.ON, Perspektiven eines Netzbetreibers, NOW Workshop Wasserstoff aus Windenergie, Berlin, 08. Oktober 2008

[Leitstudie 2011] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, BMU - FKZ 03MAP146, DLR - FhG-IWES - IfnE, 29. März 2012

[Münch 2012] W. Münch et al., Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (2012) Heft 5

[NE 09-2012] Geregelt Gewinne, neue energie 09/2012

6 AN HESSEN FÜHRT AUCH IN SACHEN H2BZ-TECHNOLOGIE KEIN WEG VORBEI

Hessen ist Deutschlands führender Finanz- und Bankenstandort. Die Europäische Zentralbank und die Deutsche Bundesbank haben ihren Sitz in Frankfurt am Main ebenso wie wichtige Industrieverbände der Branchen Chemie, Elektrotechnik sowie des Maschinen- und Anlagenbaus. Die Logistik zählt zu den Zukunftsbranchen des Landes. Im geografischen und verkehrstechnischen Herzen Europas haben zahlreiche ausländische Unternehmen eine Niederlassung, der Frankfurter Flughafen ist eine der wichtigsten internationalen Drehscheiben im Flugverkehr.

Dem Thema Energie und Energieversorgung kommt in der hessischen Landesregierung eine wichtige Rolle zu. Hessen ist bestrebt, den landesweiten Energiebedarf zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen sowie den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 auf 100 Prozent auszubauen.

Unter den Hightech-Regionen in Europa gehört Hessen zur Spitze. Die hessische Landesregierung fördert den Technologietransfer zwischen Hochschulen und Wirtschaft und konzentriert sich innerhalb der Technologieförderung auf Zukunftstechnologiefelder wie beispielsweise die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (H2BZ).

Das Land bietet aufgrund seiner Industriestruktur hervorragende Voraussetzungen für die Entwicklung und Vermarktung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Gemessen am Umsatz sind die fünf wichtigsten Industriebranchen in Hessen Chemie/Pharma, Kfz-Industrie, Elektrotechnik, Maschinen- und Anlagenbau sowie Metallherzeugung und -verarbeitung. Diese fünf Branchen sind die entscheidenden Treiber für die Entwicklung und Herstellung von Brennstoffzellen-Produkten und -Dienstleistungen. Hessen ist sowohl Fertigungsregion für diese Industrien als auch Forschungs- und Entwicklungsstandort.

Das Land Hessen unterstützt seit vielen Jahren die Entwicklungen und Aktivitäten im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz ist die landeseigene Wirtschaftsförderungsgesellschaft HA Hessen Agentur GmbH Projektträger dieser Fördermaßnahmen.

Darüber hinaus haben sich Vertreter aus der hessischen Industrie, der Wissenschaft und Gesellschaft in der H2BZ-Initiative zusammengeschlossen, um die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Hessen voranzubringen und den Wirtschafts- und Wissenschaftsstandort Hessen zu stärken.



7.1 DIE 10 HÄUFIGSTEN FRAGEN

1 WAS HAT WASSERSTOFF MIT ERNEUERBARER ENERGIE ZU TUN?

Erneuerbare Energien aus Wind und Sonne fallen fluktuierend an. Daher ist es wichtig, die überschüssige Energie an sonnenreichen und windigen Tagen zu speichern. Wasserstoff wird dabei aufgrund seiner großen gravimetrischen Energiedichte und der Tatsache, dass er mittels der Elektrolyse relativ einfach aus Wasser erzeugt werden kann, als wichtiger Energiespeicher gesehen. Daneben kann er die konventionellen Kraft- und Brennstoffe, die auf fossilen Energiequellen basieren, nachhaltig ersetzen. Für die Herstellung von Wasserstoff bedarf es, wie bei Strom auch, einer Energiequelle (Primärenergie). Die Primärenergie für die Erzeugung des H_2 soll zukünftig von den erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse kommen, da die fossilen Primärenergien Öl, Gas und Kohle klimaschädliches Kohlendioxid produzieren, nur begrenzt vorhanden sind und immer teurer werden.

2 WIE UMWELT- UND KLIMAFREUNDLICH IST DIE HERSTELLUNG VON WASSERSTOFF?

Da Wasserstoff keine Energiequelle, sondern ein Energieträger ist, muss er aus anderen fossilen oder erneuerbaren Energien oder Energieträgern erzeugt werden. Weil die fossilen Energien begrenzt sind und ihre Nutzung das Klima schädigt, sollten sie nur für eine kurze Übergangszeit bei der Markteinführung für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Damit die Wasserstoffherzeugung von der Herstellung bis zur Verwendung so klimafreundlich wie möglich erfolgt, ist der Einsatz erneuerbarer Energien unabdingbar. Windenergie hat in Deutschland ein großes Potenzial, das bereits heute an Land mit einer installierten Leistung von 30 Gigawatt genutzt wird. Die Photovoltaik liegt mittlerweile bei einer vergleichbaren installierten Leistung.

3 WELCHE BEDEUTUNG HAT WASSERSTOFF FÜR DIE ENERGIEZUKUNFT?

Wasserstoff hat das Potenzial, neben Strom der wichtigste Energieträger der Zukunft zu werden. Er kann grundsätzlich aus allen Primärenergien hergestellt werden und anders als Strom auch langfristig gespeichert werden. Das ist insbesondere in Zusammenhang mit der zunehmenden Erzeugung erneuerbarer Energie aus Wind und Sonne wichtig, da diese nicht konstant und bei Bedarf zur Verfügung stehen, sondern von der Wetterlage und Tageszeit abhängig sind. Aus Strom wird Wasserstoff produziert, der gelagert und bei Bedarf entweder wieder als Strom unter Nutzung der entstehenden Abwärme ins Netz eingespeist oder als Kraftstoff im Verkehr genutzt werden kann.

4 IST WASSERSTOFF SICHER?

Ja. Natürlich ist Wasserstoff ein Energieträger, und deshalb sind wie bei jedem anderen Kraft-, Brenn- und Treibstoff auch im Umgang bestimmte Regeln zu beachten. Da H_2 leichter als Luft ist, steigt er immer nach oben. Wird Wasserstoff im Innenbereich genutzt, ist für eine gute Be- und Entlüftung zu sorgen. Darüber hinaus werden in allen H_2 -Anwendungen Sensoren eingesetzt, welche die Konzentration des Wasserstoffs überwachen. Alle Produkte, die Wasserstoff nutzen, sind nach den geltenden Normen und Regelwerken geprüft und zertifiziert⁷.

5 WARUM WIRD WASSERSTOFF MEISTENS IN VERBINDUNG MIT DER BRENNSTOFFZELLE GENANNT?

Die Zukunft der Energie ist von zwei Leitmotiven geprägt: Erstens soll die Energie immer effizienter genutzt werden und zweitens umweltfreundlich und in den erforderlichen Mengen erzeugt werden können. Brennstoffzellen als hocheffiziente Energiewandler können Wasserstoff in verschiedenen Anwendungen nutzen und direkt in Strom umwandeln, ohne schädliche Emissionen zu erzeugen (es entsteht lediglich Wasser). Sie sind damit auch der Nutzung von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren überlegen, und das bereits in kleinen Leistungsklassen. Auch die Erzeugung von Wasserstoff bleibt emissionsfrei, wenn dafür erneuerbare Energien genutzt werden.

6 WAS VERSTEHT MAN UNTER POWER-TO-GAS?

Unter Power-to-Gas versteht man die Überführung von Elektronen in Gasmoleküle, das heißt die Umwandlung elektrischer in chemische Energie in Gasform. In einem ersten Schritt wird immer mit Hilfe der Elektrolyse Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff kann entweder gespeichert, ins Erdgasnetz eingespeist oder direkt genutzt werden. Man kann aus diesem Wasserstoff auch in einem zweiten Syntheseschritt unter Zugabe von Kohlendioxid (z.B. aus einer Biogasanlage) Methan erzeugen. Allerdings geht dabei etwa 1/5 der Energie in Wärme über. Chemisch identisch zum Hauptbestandteil von Erdgas kann dieses ohne Einschränkungen ins bestehende Gasnetz eingespeist und wie Erdgas genutzt werden.

7 WAS BEDEUTET POWER-TO-GAS FÜR DEN VERKEHRSEKTOR?

Power to Gas eröffnet neue Potenziale für die Nutzung erneuerbarer Energie im Verkehr. Die resultierenden Gase können im Prinzip ganz ähnlich wie heutige flüssige Kraftstoffe verwendet werden, ermöglichen große Fahrzeugreichweiten und kurze Betankungszeiten. Bei Nutzung der gespeicherten chemischen Energie in der Mobilität ist die direkte Wasserstoffspeicherung und -verwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen dem Einsatz von synthetischem Erdgas im Verbrennungsmotor sowohl energetisch als auch ökonomisch deutlich überlegen. In einer Betrachtung über die gesamte Energiekette verursacht der Pfad über synthetisches Erdgas Kraftstoffkosten, die etwa 50 bis 150 Prozent über dem Wasserstoffpfad liegen, bei ebenfalls etwa 50 bis 150 Prozent höherem Energieeinsatz.

8 SIND ALLE KOMPONENTEN DES WIND-WASSERSTOFF-SYSTEMS BEREITS VERFÜGBAR?

Ja. Alle Komponenten des Wind-Wasserstoff-Systems sind verfügbar. Windenergieanlagen werden in Größen von bis zu 7 MW gefertigt. Elektrolyseure sind heute bereits bis in den 3 MW-Bereich am Markt erhältlich, müssen aber in den kommenden Jahren noch besser auf den fluktuierenden Betrieb angepasst werden. Wasserstoffspeicher sind eine erprobte

Technologie, sowohl für die Speicherung in Druckzylindern über und unter der Erde als auch in Salzkavernen. Die Gesamtintegration des Wind-Wasserstoff-Systems benötigt noch einige Pilotinstallationen, wie sie gegenwärtig realisiert werden (Kapitel 5), damit zwischen 2015 und 2020 die schrittweise volle kommerzielle Markteinführung gelingen kann.

9 WELCHEN EINFLUSS HAT DIE ENERGIEWENDE AUF HERSTELLUNG UND NUTZUNG VON WASSERSTOFF?

Der endgültige Kernenergieausstiegsbeschluss im Jahr 2011 bedeutet für das deutsche Energiesystem eine tiefgreifende Umstrukturierung. Komponenten dieser Umstrukturierung sind Effizienzsteigerung im Gesamtsystem, bessere Vernetzung des Stromtransportsystems, intelligentere Anpassung der Stromnutzung an das Stromangebot („Smart Grid“) und Stromspeicherung auf verschiedenen Spannungsebenen und über verschiedene Zeiträume, sowie eine bessere synergetische Vernetzung des Energie- und Transportsystems. In einem solchen neuen Energiesystem wird auch die Speicherung von Energie eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Wasserstoff kann hier als Speicherelement wertvolle Dienste leisten. In unterirdischen Salzkavernen lässt sich der deutsche Strombedarf mehrerer Tage in Form von Wasserstoff speichern, viel mehr als mit allen etablierten Speichertechnologien. Dieser Wasserstoff kann nicht nur wieder in Strom zurückgewandelt werden, sondern auch mobil an Bord von Fahrzeugen in Brennstoffzellen in Strom zum Fahrzeugantrieb umgewandelt werden. Auch kann er bei Bedarf als hochwertiger Rohstoff für die Industrie dienen.

10 SIND DIE WASSERSTOFFVORRÄTE BEGRENZT?

Nein. Reiner Wasserstoff ist kein natürlicher Rohstoff, sondern muss aus anderen Stoffen hergestellt werden. Wasserstoff ist das häufigste Element im Universum und kommt in chemischen Verbindungen wie Wasser, Kohlenwasserstoffen und anderen organischen Verbindungen vor. Aus diesen Verbindungen kann er durch Energieeinsatz gewonnen werden. Ziel ist es, Wasserstoff zukünftig ausschließlich mit Hilfe erneuerbarer Energien herzustellen.

7 Weiterführende Informationen hierzu finden sich z.B. in der Broschüre DWV Wasserstoff-Sicherheits-Kompendium; Hrsg.: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV), <http://www.dwv-info.de/publikationen/2011/sicher.pdf>.

7.2 DATENBLÄTTER UND UMRECHNUNGSTABELLEN

EINE ÜBERSICHT DER WICHTIGSTEN DATEN UND FAKTEN ÜBER WASSERSTOFF UND ANDERER KRAFTSTOFFE SOWIE UMRECHNUNGSTABELLEN ENERGIE UND LEISTUNG

				Wasserstoff			Diesel Steinkohle			Methan (Erdgas)		Rohöl			
	J	kWh	cal	BTU	kg	Nm ³	l LH ₂	kg	l	kg	kg	Nm ³	kg	Barrel	
J	1	2,778(-7)	0,2388	9,478(-4)	8,335(-9)	9,274(-8)	1,177(-7)	2,328(-8)	2,799(-8)	3,412(-8)	1,802(-8)	2,511(-8)	2,388(-8)	1,751(-10)	
kWh	3,6(6)	1	8,598(5)	3412	3,001(-2)	0,3339	0,4239	8,380(-2)	0,1008	0,1228	6,487(-2)	9,041(-2)	8,598(-2)	6,304(-4)	
cal	4,187	1,163(-6)	1	3,968(-3)	3,490(-8)	3,883(-7)	4,930(-7)	9,746(-8)	1,172(-7)	1,429(-7)	7,544(-8)	1,051(-7)	1(-7)	7,331(-10)	
BTU	1055	2,931(-4)	252	1	8,795(-6)	9,785(-5)	1,242(-4)	2,456(-5)	2,953(-5)	3,600(-5)	1,901(-5)	2,650(-5)	2,520(-5)	1,848(-7)	
Wasserstoff	kg	1,200(8)	33,33	2,865(7)	1,137(5)	1	11,13	14,13	2,793	3,358	4,094	2,162	3,013	2,865	2,101(-2)
	Nm ³	1,078(7)	2,995	2,575(6)	1,022(4)	8,988(-2)	1	1,27	0,251	0,3018	0,3679	0,1943	0,2708	0,2575	1,888(-3)
	l LH ₂	8,493(6)	2,359	2,028(6)	8049	7,079(-2)	0,7876	1	0,1977	0,2377	0,2898	0,153	0,2133	0,2028	1,487(-3)
Diesel	kg	4,296(7)	11,93	1,026(7)	4,072(4)	0,3581	3,984	5,058	1	1,202	1,466	0,7741	1,079	1,026	7,523(-3)
	l	3,573(7)	9,925	8,534(6)	3,386(4)	0,2978	3,314	4,207	0,8317	1	1,219	0,6438	0,8973	0,8534	6,257(-3)
Steinkohle	kg	2,931(7)	8,141	7(6)	2,778(4)	0,2443	2,718	3,451	0,6822	0,8203	1	0,5281	0,736	0,7	5,132(-3)
Methan (Erdgas)	kg	5,550(7)	15,42	1,326(7)	5,260(4)	0,4626	5,147	6,535	1,292	1,553	1,894	1	1,394	1,326	9,718(-3)
	Nm ³	3,982(7)	11,06	9,511(6)	3,774(4)	0,3319	3,693	4,689	0,9269	1,114	1,359	0,7175	1	0,9511	6,973(-3)
Rohöl	kg	4,187(7)	11,63	1(7)	3,968(4)	0,349	3,883	4,93	0,9746	1,172	1,429	0,7544	1,051	1	7,331(-3)
	Barrel	5,711(9)	1,586(3)	1,364(9)	5,413(6)	47,6	529,6	672,4	132,9	159,8	194,9	102,9	143,4	136,4	1

Energietabelle für die Umrechnung verschiedener Energieeinheiten und -äquivalente

Anmerkung: x(y) bedeutet $x \cdot 10^y$

Quelle: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWW), Berlin

	Pa	bar	atm	Torr	at	m WS	psi
				(mm Hg)	(kp/cm ²)		(lb/in ²)
Pa	1	1(-5)	9,86923(-6)	7,50062(-3)	1,01972(-5)	1,01972(-4)	1,45038(-4)
bar	1(5)	1	0,986923	750,062	1,01972	10,1972	14,5038
atm	1,01325(5)	1,01325	1	760	1,03323	10,3323	14,6959
Torr	133,322	1,33322(-3)	1,31579(-3)	1	1,35951(-3)	1,35951(-2)	1,93368(-2)
at	98066,5	0,980665	0,967841	735,559	1	10	14,2233
m WS	9806,65	9,81E-02	9,68E-02	73,5559	0,1	1	1,42233
psi	6894,76	6,89476(-2)	6,80460(-2)	51,7149	7,03070(-2)	0,70307	1

Drucktabelle für die Umrechnung verschiedener Druckeinheiten

Anmerkung: x(y) bedeutet $x \cdot 10^y$

Quelle: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWW), Berlin

		Helium	Wasserstoff	Stickstoff	Methan	Propan	Methanol	n-Heptan	Wasser	n-Dekan
		4He	H ₂	N ₂	CH ₄	C ₃ H ₈	CH ₃ OH	C ₇ H ₁₆	H ₂ O	C ₁₀ H ₂₂
Molmasse	g/mol	4,003	2,016	28,013	16,043	44,097	32,042	100,204	18,015	142,285
Heizwert	kJ/g	0	120	0	50	46,4	19,7	44,7	0	44,6
Tripelpunkt Wasserstoff-Werte gelten für p-H ₂										
Temperatur	K	-	13,8	63,1	90,7	85,5	175,5	182,6	273,2	243,5
Druck	mbar	-	70,4	125,3	117,2	0	0	0	6,1	0
Flüssigkeitsdichte	g/l	-	77	867,8	451,2	732,9	894,4	771,6	999,8	765,6
Gasdichte	g/l	-	0,125	0,675	0,251	0	0	0	0,005	0
Siedepunkt (p = 1 atm) Wasserstoff-Werte gelten für p-H ₂										
Temperatur	K	4,2	20,3	77,3	111,6	231,1	337,9	371,6	373,2	447,3
Flüssigkeitsdichte	g/l	125	70,8	808,6	422,5	580,7	749,6	614,6	958,1	603
Gasdichte	g/l	16,89	1,338	4,59	1,82	2,42	1,2	3,47	0,6	4,13
Viskosität Flüssigkeit	µPas	2,72	11,9	13,98	19,3	?	?	?	?	?
Verdampfungswärme	J/g	20,6	445,5	198,6	510,4	427,8	1100	317,7	2265,9	278,4
Verdampfungswärme	kJ/l	2,6	31,5	160,6	215,7	248,4	824,6	195,3	2171	167,9
Heizwert Flüssigkeit	MJ/l	0	8,5	0	21,1	26,9	14,8	27,5	0	26,9
Heizwert Gas	kJ/l	0	160,5	0	90,9	112,1	23,6	155,1	0	184,2
Kritischer Punkt										
Temperatur	K	5,2	33	126,2	190,6	369,8	512,6	540,2	647,3	617,7
Druck	bar	2,3	12,9	34	46	42,4	81	27,4	220,6	21,1
Dichte	g/l	69,6	31,4	314	162,2	218,7	271,5	234,1	322	237,1
Normalzustand (0 °C, 1 atm) kursive Werte gelten beim Dampfdruck										
Flüssigkeitsdichte	g/l	-	-	-	-	528,3	812,9	702,3	-	744,7
Gasdichte	g/l	0,178	0,09	1,25	0,718	2,011	1,44	4,48	0,005	6,35
Dampfdruck	mbar	-	-	-	-	4763	39,5	15,3	6,1	26
Gasviskosität	µPa s	19,7	8,9	17,7	10,9	8,3	-	-	-	-
Vol.-verh. Gas Norm./Flkt. Siedep.		700	788	647	589	289	-	-	-	-
Heizwert Flüssigkeit	MJ/l	-	-	-	-	24,5	16	31,4	-	33,2
Heizwert Gas	kJ/l	0	10,8	0	35,9	93,2	28,4	200,3	0	283,2
Gemisch mit Luft										
Untere Explosionsgrenze	Vol-%	-	4	-	4,4	1,7	6	1,1	-	0,7
Untere Detonationsgrenze	Vol-%	-	18,3	-	6,3	2,2	?	?	?	?
stöchiometrisches Gemisch	Vol-%	-	29,6	-	9,5	4	12,3	1,9	-	1,3
Obere Detonationsgrenze	Vol-%	-	59	-	13,5	9,2	?	?	?	?
Obere Explosionsgrenze	Vol-%	-	77	-	17	10,9	50	6,7	-	5,4
Mindestzündenergie	mJ	-	0,017	-	0,29	0,24	0,14	0,24	-	?
Selbstentzündungstemperatur	K	-	833	-	868	743	728	488	-	478

Vergleichstabelle für physikalische und chemische Eigenschaften von Wasserstoff und anderen Stoffen (Gasen, Energieträgern). Bemerkung: Heptan und Dekan sind als Stoffe ausgewählt worden, die dem Benzin bzw. Heizöl in ihren Eigenschaften ähnlich sind.

Quelle: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWW), Berlin

ABKÜRZUNGEN

AC/DC	Wechselstrom/Gleichstrom	kV	Kilovolt (= 1000 Volt)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	kW_e	Kilowatt elektrisch
CGH₂	Compressed Gaseous Hydrogen (Druckwasserstoff gasförmig)	kWh	Kilowattstunde (Maßeinheit für die elektrische Energie)
CO₂	Kohlendioxid	kW_{th}	Kilowatt thermisch
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut	LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches	m³	Kubikmeter
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MPa	Megapascal (Maßeinheit für den Druck; Atmosphärendruck entspricht 0,1 MPa)
EEX	European Energy Exchange AG (Europäische Strombörse in Leipzig)	MW	Megawatt (=1 Million Watt)
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	MWh	Megawattstunden (= 1000 kWh)
GW	Gigawatt (= 1 Milliarde Watt)	Nm³	Newtonkubikmeter
GWh	Gigawattstunden (= 1 Million kWh)	O₂	Sauerstoff
GW_e	Gigawatt elektrisch	PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran; für Protonen, aber nicht für Gase durch- lässige Membran, die in Brennstoffzellen eingesetzt wird
H₂	Wasserstoff	TWh	Terawattstunden (= 1 Milliarde kWh)
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik	U.K.	United Kingdom (Großbritannien)
KOH	Kaliumhydroxid (beziehungsweise in wässriger Lösung Kalilauge)	WEA	Windenergieanlage

IMPRESSUM

Band 3
der Schriftenreihe Wasserstoff und Brennstoffzellen

Wasserstoff aus Windenergie - ein Speichermedium mit vielen Anwendungsmöglichkeiten

Autoren

Reinhold Wurster
(Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH)

Dr. Uwe Albrecht
(Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH)

Redaktion

Alina Stahlschmidt
(HA Hessen Agentur GmbH)

Die Mitglieder des Vorstandes der
H2BZ-Initiative Hessen, insbesondere:

Dr. Joachim Wolf (flow-advice)
Anna-Kristin Kippels (flow-advice)

Herausgeber

HA Hessen Agentur GmbH
Konradinerallee 9
65189 Wiesbaden
Telefon 0611 95017-8959
Telefax 0611 95017-58959
www.Hessen-Agentur.de
www.H2BZ-Hessen.de

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und die Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die in der Veröffentlichung geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit der Meinung des Herausgebers übereinstimmen.

© Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV)
Mainzer Straße 80
65189 Wiesbaden
www.hmuelv.hessen.de

Vervielfältigung und Nachdruck - auch auszugsweise -
nur nach vorheriger schriftlicher Genehmigung.

Titelfotos: Windrad © pedrosala / fotolia.com
Elektrolyseur © ITM Power
Speichertanks © Linde

Gestaltung: Theißen-Design, Lohfelden

Lektorat: redaktionsbüro frantz, Göttingen

Druck: ausDRUCK, Kassel

November 2013

HESSEN



Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Mainzer Straße 80
65189 Wiesbaden

www.hmuelv.hessen.de



HessenAgentur

HA Hessen Agentur GmbH

www.Hessen-Agentur.de



Initiative
Hessen

www.H2BZ-Hessen.de