



Fuel Cell and Battery Consulting
Prof. Dr. habil. J. Garche
Badbergstr. 18a, 89075 Ulm
Tel. 0731 - 263 0261, Fax 0731 - 263 563
garche@fcbat.eu, www.fcbat.eu

Studie

Speicherung regenerativer elektrischer Energien und die Vektorisierung von regenerativem Wasserstoff

für die
Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e.V.

Ulm, am 8. Dezember 2011

Inhalt

1	Einleitung.....	10
2	Speicherung regenerativer Elektroenergie	13
2.1	Pumpspeicherkraftwerke	15
2.2	Druckluft-Speicherkraftwerke (CAES)	16
2.3	Compressed H2 Energy Storage (CHES)	18
2.4	Erdgasnetzspeicherung (Power-to-Gas)	23
2.5	Wertung der Speichermöglichkeiten.....	27
3	Energie-Transport- und Arbeitsmedien.....	31
3.1	Energie-Transportmedien (Energy Carrier)	31
3.2	Energie-Arbeitsmedien (Use)	36
3.2.1	Elektrischer Strom.....	36
3.2.2	Reiner Wasserstoff	36
3.2.3	Wasserstoff-Erdgas-Gemisch	37
3.2.4	SNG-Erdgas-Gemisch	38
3.2.5	Flüssige chemischer Wasserstoffträger	39
4	Kritische Technologieschritte.....	41
4.1	Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse	41
4.2	Wasserstoffeinspeisung	47
4.3	Methanisierung und SNG-Einspeisung.....	51
4.4	Untertagespeicherung	54
5	Ausgewählte Pilotprojekte	58
5.1	Wind-to-Hydrogen (Wind2H2) Project, Boulder, Colorado, USA	58
5.2	Utsira Wind Power and Hydrogen Plant	59
5.3	Sahara Wind-Hydrogen Project.....	60
5.4	Windgas – Greenpeace.....	61
5.5	Hybridkraftwerk Enertrag.....	61
5.6	E-Gas - AUDI	62
5.7	Verbundprojekt Wind-Elektrolyse-H2 Untertagespeicher	62
6	Wasserstoffbedarf	63
6.1	Wasserstoff für die Speicherung regenerativer Energien	63
6.2	Wasserstoff für den Verkehr	64
6.3	Wasserstoff für die Speicherung regenerativer Energien und den Verkehr.....	66
7	Zusammenfassende Diskussion.....	66
8	Literatur	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Elektroenergiequellen	10
Abbildung 2: Einspeisung von Regenerativen ins elektrische Netz	11
Abbildung 3: Wasserstofferzeugung über Elektrolyse	12
Abbildung 4: Wasserstoffnutzung für die Speicherung und Kraftstoffgeneration.....	13
Abbildung 5: Elektroenergiespeicher und ihre Leistungsmerkmale mit Kennzeichnung des Bereichs Zentrale Speicher [nach DU Sauer]	14
Abbildung 6: Arbeitsprinzip eines CAES.....	16
Abbildung 7: Arbeitsprinzip eines CHES	19
Abbildung 8: Wasserstoff-Übertagespeicherung in einem CHES(3 GWh) [sie11]	20
Abbildung 9: Kosten von Wind- und konventionellem Wasserstoff [alb10].	21
Abbildung 10: Möglichkeiten der Wasserstoffsalkavernen-Speicherung [har11]	22
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Erzeugung von Wasserstoff und SNG mit Regenerativen und Einspeisung in das Erdgasnetz [baj11].....	23
Abbildung 12: Effizienzverluste beim Power-to-Gas (H ₂) Prozess mit einer Elektrolyseeffizienz von 75 %. [hei11]	24
Abbildung 13: Effizienzverluste beim Power-to-Gas (SNG) Prozess mit einer Elektrolyseeffizienz von 75 %. [hei11]	25
Abbildung 14: Schittstellen zwischen Erdgastransport- und Stromnetzen in Deutschland und Norddeutschland (Quelle DBI).....	26
Abbildung 15: Strategieplattform Power-to-Gas	27
Abbildung 16: Speicherdichten verschiedener Speichertechnologien (Quelle: VDE)	28
Abbildung 17: Speicherkapazitäten unterschiedlicher Technologien.....	29
Abbildung 18: Speicherkosten (€Ct/kWh) auf Basis 1 GW und 8 h (8 GWh), 1 Zyklus/d,	29
Abbildung 19: Speicherkosten (€Ct/kWh) auf Basis 0,5 GW, 200 h (8.000 GWh), 2 Zyklen/m(Quelle: ETG/VDE/LBST)	30
Abbildung 20: Möglichkeiten des H ₂ -Transports von einer Zentralstation (A) zur Tankstelle (B) (nach LINDE).....	32

Abbildung 21: Methanolherstellung aus H ₂ und CO ₂ nach M. Specht (ZSW) [spe98]...	33
Abbildung 22: Methanolvektorkonzept nach M. Specht (ZSW) [spe98].....	33
Abbildung 23: Energieverteilung für das Speichersystem Toluol/Methylcyclohexan (Quelle:DECHEMA).....	36
Abbildung 24: Anteil des anwendungsbezogenen Wasserstoffverbrauchs [diw11]	37
Abbildung 25: Wasserstoffbereitstellung durch on-site Reforming im Cute-Projekt.....	38
Abbildung 26: Darstellung der primären Energien, der Energietransportmedien (Energy Carrier) und der Energiearbeitsmedien (Use)	40
Abbildung 27: Wasserstoffherstellung in Deutschland (Quelle: BMU-Forschungsbericht 546)	41
Abbildung 28: AEL-Investkosten (€/kWh) vs. Wasserstoffproduktionsrate [smo11]	45
Abbildung 29: spezifischer Energieinhalt von H ₂ /NG Gemischen	48
Abbildung 30: Wobbe-Index eines Erdgas-H ₂ -Gemisches.....	49
Abbildung 31: Mögliche Wasserstoffkonzentrationen für ausgewählte Bauelemente in Erdgasnetzen)	50
Abbildung 32: Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion vs. H ₂ -Gehalt im Erdgas	51
Abbildung 33: Schematische Darstellung eines Kavernen- (A) und Porenspeichers (B) (Quelle: RWE).....	54
Abbildung 34: Kapazitäten deutscher Unterspeicher [hei11].....	55
Abbildung 35: Salzkavernenspeicher in Nord- und Mitteldeutschland (Quelle: KBB) ...	55
Abbildung 36: Leckraten von H ₂ in Steinsalz [cro07]	56
Abbildung 37: Tiefen/Größenprofil der H ₂ -Speicherkavernen in UK und USA, Kopf der H ₂ -Kaverne in Clemens Dome	56
Abbildung 38: Größenvergleich vo Untertage- und Obertagespeichern [har11]	57
Abbildung 39: Schema des Wind2H ₂ -Projekts	58
Abbildung 40: Abbildung des Utsira Wind Power and Hydrogen Plant.....	59
Abbildung 41: Schema des Sahara Wind-Hydrogen Project unter Nutzung der North Atlantic Trade Winds	60

Abbildung 42: Anlagenkonfiguration für eine netzgerechte Stromversorgung, Anlage Enertrag in Prenzlau.....	61
Abbildung 43: Anteile der Primärenergieträger an der Wasserstoffproduktion 2030 und 2050 in den drei Szenarien der GermanHy-Studie [bün08].....	65
Abbildung 44: Vektorisierungspfade regeneartiver Elektroenergien	68
Abbildung 45: Beispiel einer Abregelung von Windkraftanlagen (nach DENA)	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Geplanter Anteile der Erneuerbaren am Stromverbrauch in Deutschland	10
Tabelle 2: Ausgewählte Wasserkraftwerke weltweit	15
Tabelle 3 Technische Daten der CAES in Hundedorf und McIntosh	17
Tabelle 4: Potential der Speicherkapazität an der gesamten Elektroenergie- speicherung in ausgewählten europäischen Ländern [sru11]	27
Tabelle 5: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der alkalischen Elektrolyse ..	43
Tabelle 6: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der PEM-Elektrolyse	44
Tabelle 7: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten für AEL und PEMEL auf Basis der heutigen (A, B) und zukünftigen (C, D) Technologien	46
Tabelle 8: Physikalische Parameter von Wasserstoff und Erdgas.....	47
Tabelle 9: Auswahl typischer Vertreter unterschiedlicher Methanisierungskonzepte	52
Tabelle 10: Vergleich der verschiedenen Methanisierungskonzepte [baj1 1]	52
Tabelle 11: Bedarfsszenarien für H ₂ -Speicherkraftwerke und Elektrolyseuren.....	63
Tabelle 12: H ₂ -Bedarf nach den drei GermanHy- Szenarien und dafür notwendige Anzahl kleiner und großer Elektrolysemodule	65

Abkürzungsverzeichnis

ACAES	-	Adiabatic Compressed Air Energy Storage
AEL	-	Alkalischer Elektrolyzer
BOP	-	Balance of Plant
BZ	-	Brennstoffzelle
CAES	-	Compressed Air Energy Storage
CHES	-	Compressed Hydrogen Energy Storage
CCS	-	Carbon Dioxide Capture and Storage
DENA	-	Deutsche Energie Agentur
DoE	-	Department of Energy (USA)
EE	-	Erneuerbare Energien
EQHPP	-	Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project
FCEV	-	Fuel Cell Electric Vehicle
GuD	-	Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk
HT-BZ	-	Hochtemperatur Brennstoffzelle
ICE	-	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)
KWK	-	Kraft-Wärme Kopplung
LOHC	-	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MCFC	-	Molten Carbonat Fuel Cell
MCH	-	Methylcyclohexan
MEOH	-	Methanol
PEMEL	-	Polymer Electrolyte Membrane Elektrolyzer
PSKW	-	Pumpspeicherkraftwerk
PEMFC	-	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
PV	-	Photovoltaik
SNG	-	Synthetic Natural Gas
SOFC	-	Solid Oxid Fuel Cell
WEA	-	Wind Energie Anlage
WGK	-	Wasserstoffgestehungskosten

0 Vorwort

Die Erzeugung von Wasserstoff ist eine gängige Technik. Weltweit werden jährlich zirka 540 Milliarden Kubikmeter (Deutschland 20 Mrd. Nm³) fast ausschließlich auf fossiler Basis hergestellt und überwiegend in der chemische Industrie verwendet.

Jetzt gilt es, die H₂-Technologie auch für Bereich zu erschließen und sie auf eine regenerative Basis zu stellen. Die H₂-Erzeugung mit Hilfe regenerativer Energien kann über Biomasse und Elektroenergie erfolgen.

In dieser Studie wird sich auf den Elektroenergieweg über Elektrolyse konzentriert, auch um die Möglichkeiten des Ausgleichs der Fluktuationen in der Stromerzeugung zu analysieren. Weiterhin wird nur die energetische Nutzung des Wasserstoffs eingegangen und nur in wenigen Fällen auf die chemische Nutzung.

Die Studie soll dabei die wesentlichen Möglichkeiten der Vektorisierung von Wasserstoff aufzeigen und werten. Das Wort Vektorisierung in Verbindung mit Wasserstoff wird seit Ende der (1989-1992) des Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP) und hier insbesondere im anglistischen Sprachraum („vectorization“) gebraucht.

Vektorisierung von Wasserstoff bezeichnet seine Ortsverschiebung (Transport) von A nach B.



Unmittelbar damit ist die Frage nach der geeigneten H₂-Zustandsform und dem geeigneten Behälter verbunden. Mittelbar stellt sich damit auch die Frage nach der Anwendung des Wasserstoffs am Ort B.

Zur besseren Abschätzung der relevanten Vektorpfade wird in der Studie teilweise auch der Stand der Technik, d.h. der Wettbewerbstechnologien dargestellt.

1 Einleitung

Der Anteil regenerativer Energie im elektrischen Netz ist ständig steigend. Der überwiegende Anteil der Regenerativen, d.h., Wind und Sonne¹ ist fluktuierender Natur, wie die folgende Abbildung zeigt.

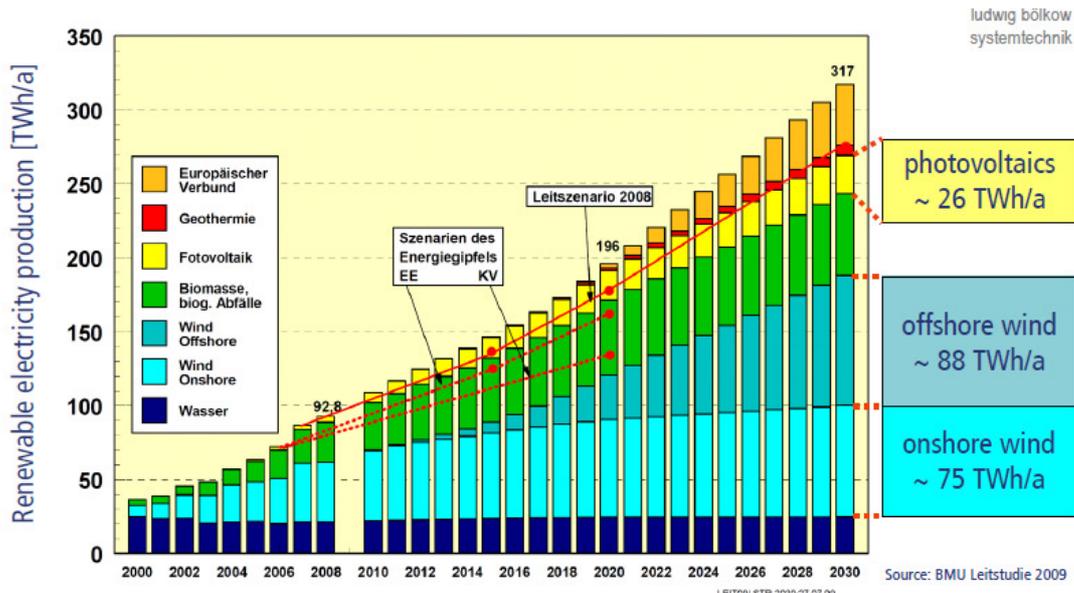


Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Elektroenergiequellen

Prozentual ergeben sich für Deutschland die folgenden von der Bundesregierung geplanten Anteile der Erneuerbaren am Stromverbrauch.

Tabelle 1: Geplanter Anteile der Erneuerbaren am Stromverbrauch in Deutschland

	EE - Anteil am Stromverbrauch
bis spätestens	[%]
2020	mind. 35
2030	mind. 50
2040	mind. 65
2050	mind. 80

¹ In gewisser Weise kann man auch Wasserkraft zu den fluktuierenden Energien rechnen, allerdings mit einer wesentlich höheren Zeitkonstante der Fluktuation.

Die fluktuierend Regenerativen können 2020 ca. 115 TWh und 2030 ca. 190 TWh bereitstellen.

Für eine stabile Energieversorgung wird bei hohen Anteilen regenerativer Energien (> 25 %) im Netz neben dem Einsatz von Regel/Reservekraftwerken und Netzverbänden auch die Speicherung von Elektroenergie notwendig werden.

Pumpspeicherkraftwerke mit einer Speichereffizienz von ca. 80 % sind heute die dominante Speichertechnologie. Daneben stehen Druckluftspeicher mit einer Effizienz von ca. 50 % zur Verfügung; adiabatische Druckluftspeicher mit ca. 70 % Effizienz werden entwickelt. Das Potential dieser beiden Speichertechnologien ist jedoch in Deutschland beschränkt.

Bei hohen Ausbauraten der Regenerativen bieten aus heutiger Sicht nur Wasserstoff-basierte Speicher mit ihrer hohen Speicherdichte die Möglichkeit, Energie auch im Terrawattstunden-Bereich länger als 1 - 2 Tage zwischen zu speichern [bmu09]. Auch ist die Speicherung von Wasserstoff und synthetischem, aus Wasserstoff erzeugtem Erdgas in der vorhandenen Erdgasinfrastruktur eine gute Möglichkeit die Regenerativen zu puffern

Generell gilt für die Regenerativen:

- 1 - Nutzung solange wie möglich im Stromnetz

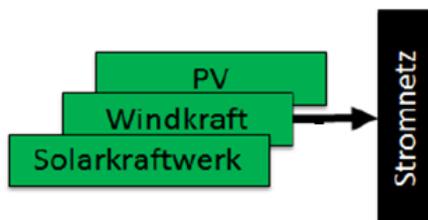


Abbildung 2: Einspeisung von Regenerativen ins elektrische Netz

2 - Danach Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse aus dem Stromnetz oder der regenerativen Anlage direkt.

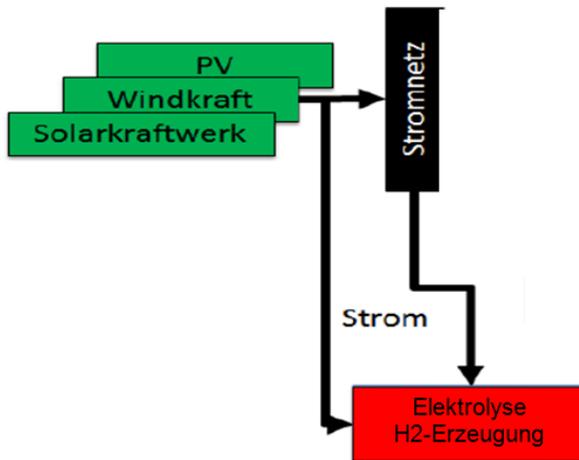


Abbildung 3: Wasserstofferzeugung über Elektrolyse

3 – Wasserstoffnutzung für

- Lastausgleich im Netz
 - Direkt - Wasserstoffkraftwerk
 - Indirekt - Einspeisung ins Gasnetz
 - Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz

- Kraftstoff für BZ
 - Direkt - Wasserstoff für BZ
 - Indirekt - Umwandlung in flüssige, chemische H₂-Träger und Reformierung im BZ-Fahrzeug zu H₂

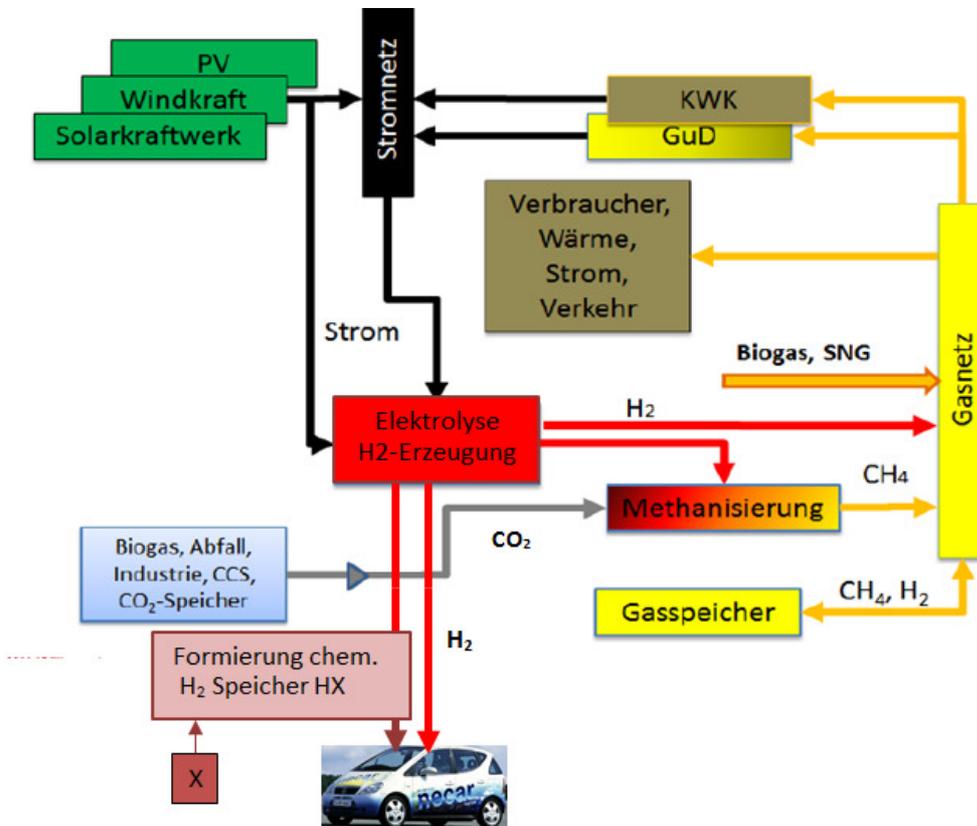


Abbildung 4: Wasserstoffnutzung für die Speicherung und Kraftstoffgeneration

2 Speicherung regenerativer Elektroenergie

Für die zentrale Speicherung (GWh-Bereich) im Hochspannungs-Übertragungsnetz und die dezentrale Speicherung im Mittelspannungs-Verteilungsnetz (MWh-Bereich) bei denen die Speicherzeiten um 1h aber auch bis ca. bis zu 2 Wochen bei der zentralen Speicherung und der dezentralen bei 0,5 h bis zu 1 Woche liegen können, kommen die in der folgenden Abbildung selektierten Speichersysteme in Frage. Die Leistungen der Systeme liegen im zentralen Speicherbereich bei etwa 10 MW und 1 GW und im dezentralen bei etwa 100kW -10 MW.

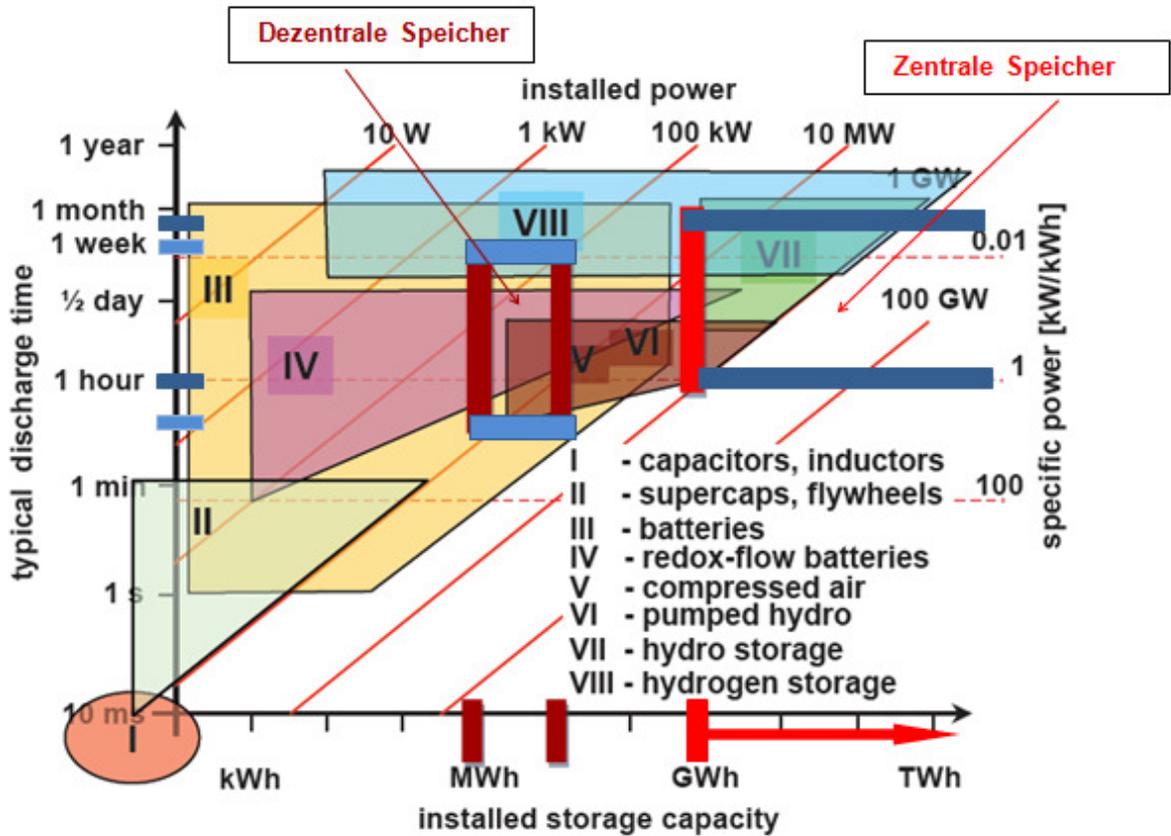


Abbildung 5: Elektroenergiespeicher und ihre Leistungsmerkmale mit Kennzeichnung des Bereichs Zentrale Speicher [nach DU Sauer]

Die schrägen, unter 45 ° verlaufenden Linien, zeigen die Speicherleistung. Mit der Entladezeit (y-Achse) ergibt sich daraus die Speicherenergie (x-Achse). Die waagrecht verlaufenden gestrichelten Linien beschreiben die spez. Leistung in kW/kWh, die sich aus der Leistung (schräge Linien) und der Energie (x-Achse) ergibt.

Für die zentrale Speicherung von Energien im GWh-Bereich zwischen 1 h und 2 Wochen sowie relevanten Entladeleistungen zwischen 10 MW und 1 GW kommen entsprechend Abbildung 5 nur in Frage:

- Pumpspeicherkraftwerke (VI)
- Druckluft-Speichersysteme - CAES (V)
- Druckwasserstoff-Speichersysteme - CHES (VIII)

- *Wasserkraftwerke (VII) sind potentielle Pumpspeicherkraftwerke. Sie werden aber im Weiteren nicht betrachtet.*

Für die Speicherung von Energien im MWh-Bereich zwischen 1/2 h und einer Woche (erste Näherung) sowie Entladeleistungen zwischen 100 kW und 10 MW kommen entsprechend der folgenden Abbildung vor allem in Frage:

- Batterie (III)
- Redox-Flow Batterie (IV)

Daneben wären aber auch kleinere CAES- (V) und CHES- (VIII) Anlagen möglich.

Auf die Batteriesysteme wird im Rahmen dieser Studie nicht eingegangen.

2.1 Pumpspeicherkraftwerke

In der folgenden Tabelle sind Beispiele verschiedener installierter Pumpspeicherkraftwerke dargestellt.

Tabelle 2: Ausgewählte Wasserkraftwerke weltweit

Ort	Name	Inbetriebnahme	Höhendifferenz [m]	Max. Leistung [MW]	Entladedauer [h]	Anlagekosten [Mio €]
Deutschland	Schluchsee	1932	620	512	314	
Österreich	Lünersee	1958	974	231	788	
Wales/GB	Dinorwig	1984	545	1890	5	310
USA / CA	Helms	1984	520	1212	153	416
USA / VA	Bath County	1985	380	2700	11	1650
Japan	Kazunogowa	2001	714	1600	8,2	3200
Deutschland	Goldisthal	2002	302	1060	8	700

In Deutschland gibt es ca. 30 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Pumpspeicherleistung von etwa 7 GW (Gigawatt). Die Kraftwerke sind für eine Nutzungsdauer von täglich 4 – 8 Stunden ausgelegt. Daraus ergibt sich eine Gesamtspeicherkapazität von etwa 40 GWh. Mit einer max. Leistung von 1,1 GW und einer max. Entladedauer von 8 h, d.h. einer Energie von 8,5 GWh ist das Kraftwerk in Goldisthal das größte

Pumpspeicherwerk in Deutschland. Die dafür aufgewendete Investition von 700 Mio EUR ergibt einen Betrag von ca. 660 TEUR/MW.

Das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im Hotzenwald wird bei planmäßiger Fertigstellung im Jahr 2018 mit 1,4 GW maximaler Leistung die größte Anlage in Europa sein. Die beiden Becken mit einem Höhenunterschied von 600 m sollen ein Stauvolumen von 9 bis 10 Millionen Kubikmeter haben. Das entspricht einem Arbeitsvermögen von ca. 13 GWh.

Die Ansprechzeiten von Pumpspeicherkraftwerken liegen im Minutenbereich. Der elektrische Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken liegt bei etwa 80 %.

Fehlende topographische Lagen und mangelnde Akzeptanz sind zurzeit limitierende Faktoren beim Ausbau der Kapazitäten. Pumpspeicherkraftwerke können einen gravierenden Eingriff in die Ökologie und ins Landschaftsbild darstellen, daher gibt es in Deutschland erheblichen Widerstand zur Errichtung solcher Anlagen in der Bevölkerung,

2.2 Druckluft-Speicherkraftwerke (CAES)

Das Prinzip eines CAES zeigt die folgende Abbildung

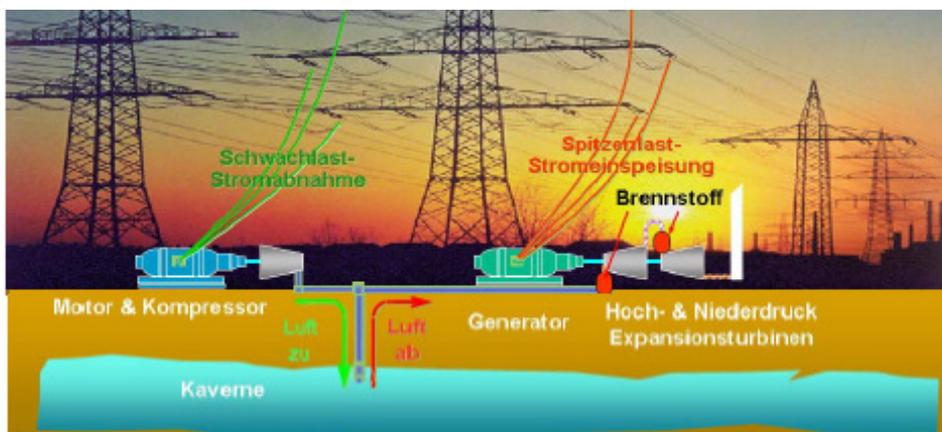


Abbildung 6: Arbeitsprinzip eines CAES

Druckluftspeicherkraftwerke wurden bisher als Hybrid in Kombination mit einem Gasturbinenkraftwerk zur Bereitstellung von Strom zu Zeiten der Spitzenlast ausgeführt. In Schwachlastzeiten wird mit einem elektrisch angetriebenen Verdichter Druckluft in

einer unterirdischen Kaverne gespeichert. In Zeiten hoher Stromnachfrage bei Spitzenlast wird die Druckluft in eine Gasturbine geleitet, die ihre Leistung an einen angekuppelten Generator abgibt. Da bei Expansion der Luft wieder Wärme zugeführt werden muss, um die Vereisung der Turbinen zu vermeiden, wird eine Kombination aus Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerk verwendet.

Weltweit arbeiten bisher nur 2 CAES (siehe folgen Tabelle).

Tabelle 3 Technische Daten der CAES in Huntorf und McIntosh

Location	Huntorf, Germany	McIntosh, USA
Commissioned	1978	1991
Store	Two cylindrical salt caverns, each with 150,000 m ³ at a depth of 600 m – 800 m (height 200 m, diameter: 30 m)	Salt cavern, 538,000 m ³ at a depth of 450 m – 750 m
Output	290 MW over 2 hours	110 MW over 26 hours
Energy required for 1 kWh el	0.8 kWh electricity	0.69 kWh electricity
	1.6 kWh gas	1.17 kWh gas
Pressure tolerance	50 – 70 bar	45 – 76 bar
Remark	World's first CAES plant	First CAES plant with recuperator

In die US-Anlage wurde ein Rekuperator integriert, der die heißen Abgase der Gasturbine zur Luftvorwärmung nutzt und dadurch den Brennstoffverbrauch mindert.

In Deutschland soll 2013 in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) eine adiabatich betriebene Anlage (ADELE) als Pilot- und Testanlage errichtet werden. Das Konzept wurde von RWE, General Electric, Züblin und dem DLR entwickelt. Das Kraftwerk soll nach Fertigstellung über eine Leistung von ca. 90 MW_{el} und eine Speicherkapazität von etwa 360 MWh verfügen und von der RWE betrieben werden.

In den USA wird in Ohio durch die Firma Norton Energy Storage das größte bisher gebaute Druckluftspeicherkraftwerk errichtet. Die erste Leistungsstufe soll zwischen 200 MW und 480 MW haben und zwischen 50 und 480 Mio. \$ kosten. In vier weiteren Stufen soll die Leistung auf etwa 2.500 MW gesteigert werden.

In Iowa (USA) soll bis 2015 ein Druckluftspeicherkraftwerk mit etwa 270 MW_{el} Leistung errichtet werden.

Den Wirkungsgrad von Druckluftspeicherkraftwerken anzugeben, ist schwierig, da zwei verschiedene Inputfaktoren (Gas und Strom) benötigt werden. Es gibt zwei Auslegungsextreme:

Keine Gasnutzung: Die in der Kaverne komprimierte Luft wird völlig ohne zusätzliche Zuführung von Wärme aus Gas verstromt. Die Nutzungsgradberechnung ist analog eines Pumpspeicherkraftwerkes. Der Wirkungsgrad liegt aufgrund hoher Verluste, resultierend aus der ungenutzten Verdichtungswärme, deutlich unter dem einer modernen Gasturbine.

Reduzierte Stromnutzung: Um wertvolle elektrische Energie für die Verdichtung zu sparen, kann der Speicherdruck reduziert werden. Durch die Verbrennung von mehr Gas kann man dieses Defizit durch höhere Turbineneintrittstemperaturen in Grenzen ausgleichen. Allerdings widerspricht das zu einem gewissen Maße dem eigentlichen Verwendungszweck eines Speicherkraftwerkes, nämlich Energie zu speichern.

Die Fahrweise hängt von den Strom- und Gaspreisen ab. Die folgenden Werte haben sich bei den beiden Anlagen als optimal erwiesen:

Huntorf: Ausgang: 1 kWh_{el}, Eingang: 0,8 kWh_{el}, 1,6 kWh_{th} (Erdgas)

McIntosh: Ausgang: 1 kWh_{el}, Eingang: 0,69 kWh_{el}, 1,17 kWh_{th} (Erdgas)

Damit ergibt sich ein energetischer Wirkungsgrad von 42 % (Huntorf) und 54 % (McIntosh).

Adiabate Speicherkraftwerke speichern nicht nur die Druckluft, sondern – in einem separaten Wärmespeicher – auch die Wärme, die beim Verdichten der Luft frei wird. Für die Stromerzeugung wird die Wärme der zur Turbine strömenden Druckluft wieder zugeführt. Dies macht den Einsatz von Erdgas überflüssig und Wirkungsgrade von 70 % sollen erreicht werden können.

Die Ansprechzeiten von CAES liegen im Minutenbereich.

Investitionen liegen im Bereich von 480 – 800 €/kW. In Deutschland existiert ausreichend Speicherpotential in Kavernen, allein in der Norddeutschen Tiefebene können bis 2,5 TWH gespeichert werden.

2.3 Compressed H2 Energy Storage (CHES)

Das H2-Speicherkraftwerk ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

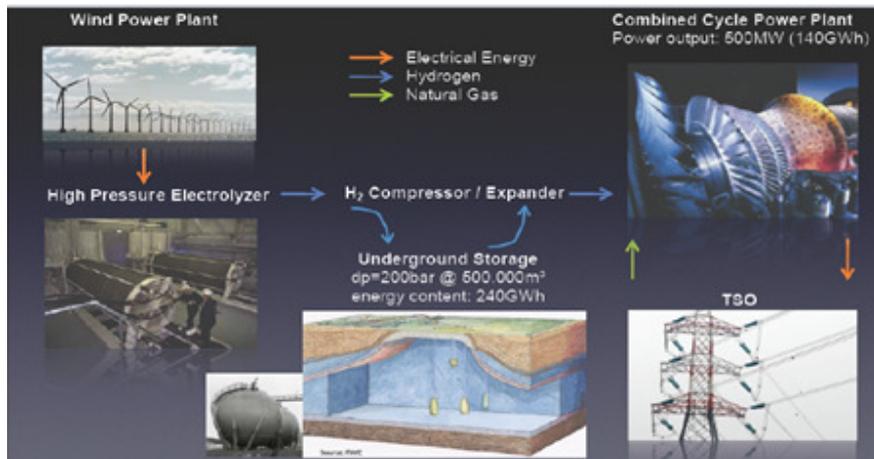


Abbildung 7: Arbeitsprinzip eines CHES

Das CHES besteht aus drei Einheiten:

- A - Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse
- B - Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen
- C - Verstromung in Gasturbinen oder Brennstoffzellen

A - Die **Wasserstoffherzeugung** aus Wasser mit Hilfe der Elektrolyse wird ausführlich im Abschnitt 4.1 dargestellt.

Da der Wasserstoff bei etwa 200 bar gespeichert wird, sollten Hochdruckelektrolysere eingesetzt werden. Möglich sind auch Niederdruck-Elektrolysere ~30 bar und dann eine mechanische Komprimierung.

B – Eine **Hochdruckwasserstoffspeicherung** in Salzkavernen ist möglich. Seit Jahren werden solche Speicher in GB und den USA betrieben (siehe dazu Abschnitt 4.4).

Es gibt auch Studien [sie10], die die Wasserstoffspeicherung in Drucktanks oberirdisch planen. Eine von Siemens konzipierte 3 GWh-Anlage zeigt die folgende Abbildung:

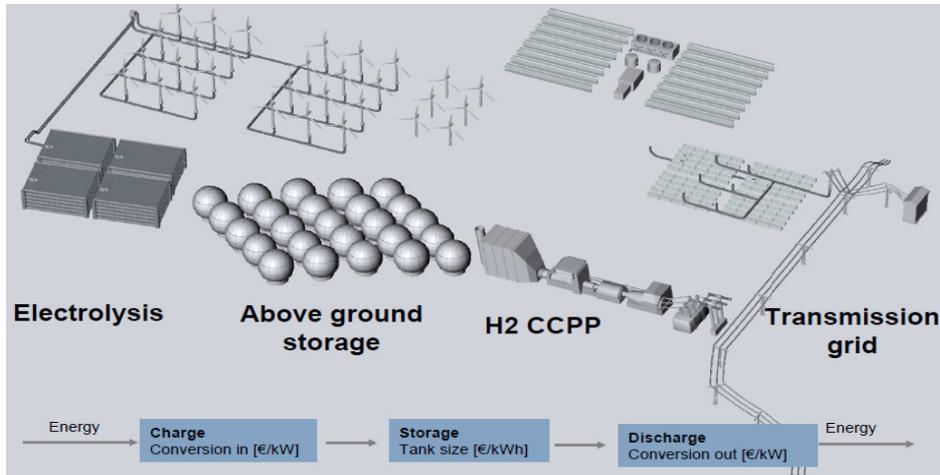


Abbildung 8: Wasserstoff-Übertagespeicherung in einem CHES(3 GWh) [sie11]

Auch wäre Übertage ein Flüssigwasserstoffspeicherung (LH₂) möglich. Zurzeit werden 270 t LH₂ (9 GWh) gespeichert. Die größte Speicheranlage umfasst 3.800 m³. Das Investment liegt bei ca. 0,85 €/kWh und ist damit wesentlich billiger als das Investment einer Übertagedruckspeicherung (CGH₂) mit > 10 €/kWh. Das sind allerdings nur die Investitionskosten der Speicher und nicht die Herstellungskosten von LH₂ und CGH₂.

Für die CH₂-Untertagespeicherung rechnet man mit 0,09-0,15 €/kWh.

Die Kosten für den Wind-Wasserstoff im Vergleich mit konventionellen Wasserstoff in Abhängigkeit von den Energiepreisen sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Mehrkosten für den Wind-Wasserstoff gegenüber dem konventionellen Wasserstoff liegen bei 0,12 - 0,32 €/Nm³ H₂, 1,30 - 3,20 €/kg H₂ bzw. 0,04- 0,11 €/kWh_{LHV}. Das geht vor allem auf die hohen Elektrolyse- und Windenergiekosten zurück. Um nach 2020 wettbewerbsfähig zu werden, müssen jetzt Zuschüsse, z.B. von 0,15 €/kWh_{LHV} gezahlt werden [alb10].

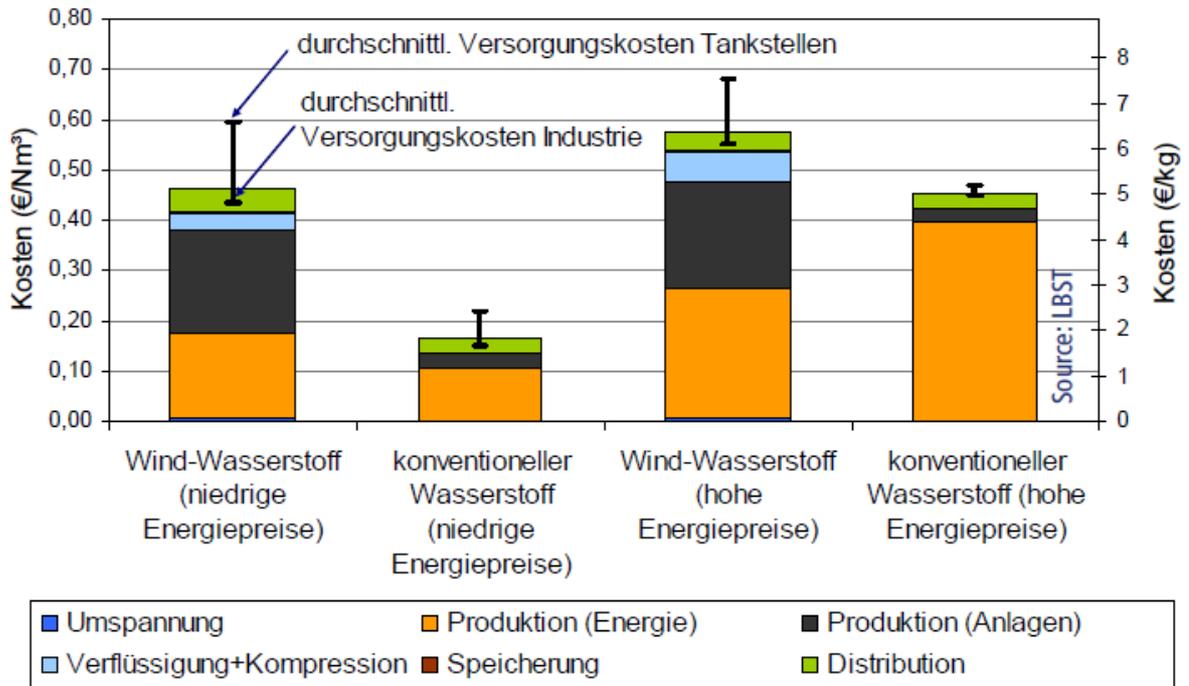


Abbildung 9: Kosten von Wind- und konventionellem Wasserstoff [alb10].

C – Die **Verstromung des Wasserstoffs** kann prinzipiell in Gasturbinen und Brennstoffzellen erfolgen. Nicht nur dadurch, dass kurz- und mittelfristig MCFC- und SOFC-Kraftwerke im großen MW-Bereich kommerziell noch nicht verfügbar sein werden, sondern auch aufgrund einer Effizienz von nur $\eta_{el} \approx 50\%$ von HT-BZ ist die Gasturbine die Technologie der Wahl. Aus Effizienzgründen ($\eta_{el} \approx 60\%$) greift man hier auf GUD-Kraftwerke zurück.

Aufgrund der höheren H₂-Flammtemperaturen greift man auf Erdgas/H₂-Gemische zurück. Obwohl es positiv verlaufene Versuche bis ca. 9 % H₂ gab, wird der Wasserstoffgehalt von den Herstellerfirmen auf max. 4 % festgesetzt (Solar Turbines Inc.), was mit unterschiedlichem Brennverhalten begründet wird, was den Einsatz angepasster Brenner notwendig macht.

Die Leistungseinbußen aufgrund des geringeren volumetrischen Energieinhalts (siehe Abbildung 29) des Wasserstoffs sind bei den verwendeten Konzentrationen marginal.

Ebenso können konventionelle KWKs zur Verstromung eingesetzt werden, aber mit einem niedrigeren Wirkungsgrad als GUD-Kraftwerke. Damit kann zusätzlich Wärme genutzt werden. Da diese aber ungesichert anfällt, ist sie nur eingeschränkt nutzbar.

Der Wasserstoff kann auch aus dem stationären Speicherkreislauf (E-Energie => H₂ => E-Energie) irreversibel herausgenommen werden und z.B. in Brennstoffzellen in der Elektrotraktion oder als Chemierohstoff nutzen.

Die Ansprechzeiten von CAES mit Gasturbinen liegen im Minutenbereich, mit Brennstoffzellen im Sekundenbereich.

Effizienz der CHES

Geht man von ca. 70 % Elektrolyseeffizienz², einer ca. 90 %igen Speichereffizienz und einer ca. 60 %igen GUD-Effizienz aus, ergibt sich für den CHES eine elektrische Effizienz von etwa 38 %. Bei einer Elektrolyseeffizienz von 60 % ist man bei 32 %.

Legt man für die Verstromung die Brennstoffzelle mit ca. 50 % Wirkungsgrad zu Grunde, ergibt sich eine Gesamteffizienz von ca. 32 % (Elektrolyse 70%) bzw. 30 % (Elektrolyse 60 %).

Aufgrund der hohen Energiedichte des Wasserstoffs können Kavernen große Energiemengen speichern. Z.B. könnten 2 Kavernen mit je 500.000 m³ Größe weitaus mehr als den gesamten Jahresertrag (220 GWh) des 1. Deutschen off-shore Windparks Alpha Ventus speichern

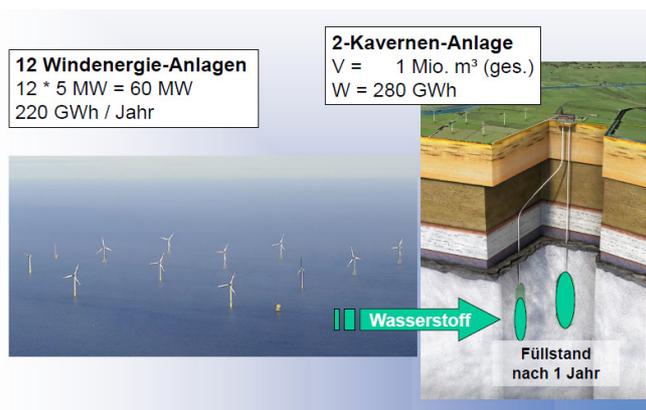


Abbildung 10: Möglichkeiten der Wasserstoffsalkavernen-Speicherung [har11]

² Zur Elektrolyseeffizienz siehe die Diskussion auf Seite 39.

Solche 2-Kavernenanlage hätte die folgenden technischen Daten:

- Volumen: 500.000 m³
- Teufenlage: 1000 – 1500 m
- Druckbereich: 60 – 180 bar
- Speicherkapazität: ca. 140 GWh (Heizwert)
- Rückverstromung: ca. 85 GWh (GuD)

2.4 Erdgasnetzspeicherung (Power-to-Gas)

Das Prinzip der Erdgasnetzspeicherung zeigt die folgende Abbildung:

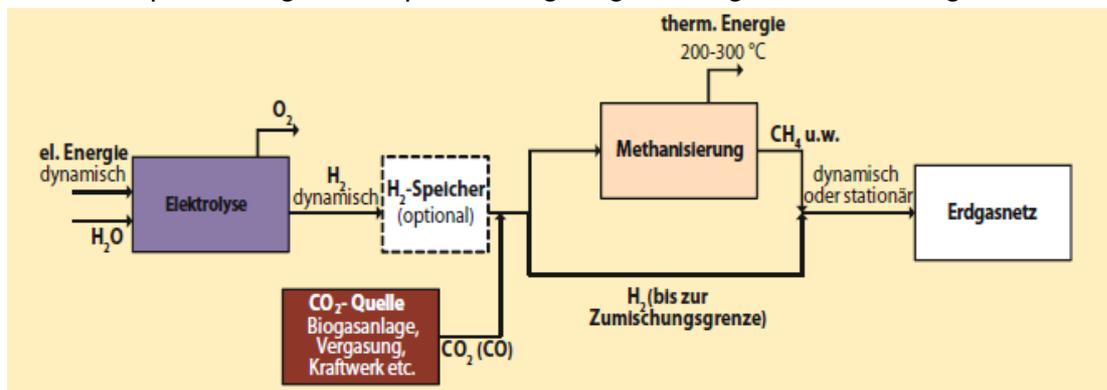


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Erzeugung von Wasserstoff und SNG mit Regenerativen und Einspeisung in das Erdgasnetz [baj11]

Der Charme dieses Konzepts, bei dem Wasserstoff oder aus H₂ erzeugtes Synthetic Natural Gas (SNG) im Erdgasnetz gespeichert werden, ist die vergleichsweise problemlose Nutzung der vorhandenen Gas-Infrastruktur (Leitungen, Untertage Kavernenspeicher) als Speichersystem. In beiden Fällen (H₂ und SNG-Einspeisung) kann man so infrastrukturmäßig leicht die fluktuierenden Regenerativen (Power) als Gas zu speichern: *Power-to-Gas* Konzept.

Zur Methanisierung reagiert Wasserstoff mit Kohlendioxid katalytisch. Das dabei resultierende Methan ist identisch mit dem Hauptbestandteil des natürlichen Erdgases und kann daher ohne jede Einschränkungen in das Gasnetz eingespeist werden. Der Methanisierungsprozess ist allerdings mit zusätzlichen Anlagenkosten und weiteren Energieverlusten verbunden.

Da nach dem Gasgesetz G 262 bis zu 5 % H₂ im Gasnetz gespeichert werden dürfen, ergibt sich in Deutschland bei einem Erdgasverbrauch von 81,3 Mrd. m³/a theoretisch

eine H₂-Speichermöglichkeit von bei 4,3 Mrd. m³/a, was ca. 15,1 TWh/a Wasserstoff darstellt. Unter der Annahme von 70 % Elektrolyseeffizienz würde das einem Einsatz von 21,6 TWh/a regenerative Elektroenergie bedeuten. Der Erdgasverbrauch wird zwar mit der Zeit zurückgehen, man nimmt aber für 2050 immer noch einen Verbrauch von 43 Mrd. m³/a an, was 2,3 Mrd. m³/a bzw. 8 TWh/a Wasserstoff im Erdgasnetz bedeutet.

Die Effizienz des Power-to-Gas (H₂)-Prozesses beträgt inklusive 500 km Transport zum Endverbraucher ca. 70 % (75 % Elektrolyse) bzw. 65,1 % (70 % Elektrolyse). Die Methanisierung, die einen Wirkungsgrad von 80 % hat, reduziert die Power-to-Gas (SNG) Effizienz auf 56 % (75 % Elektrolyse) bzw. 52 % (Elektrolyse 70 %), d.h. um weitere 14 %.

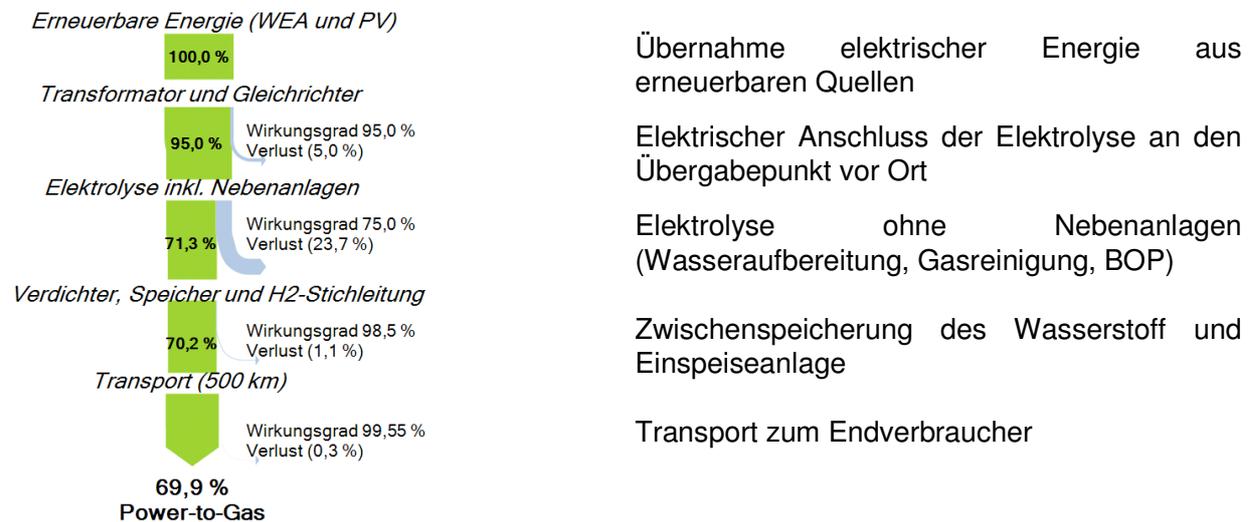
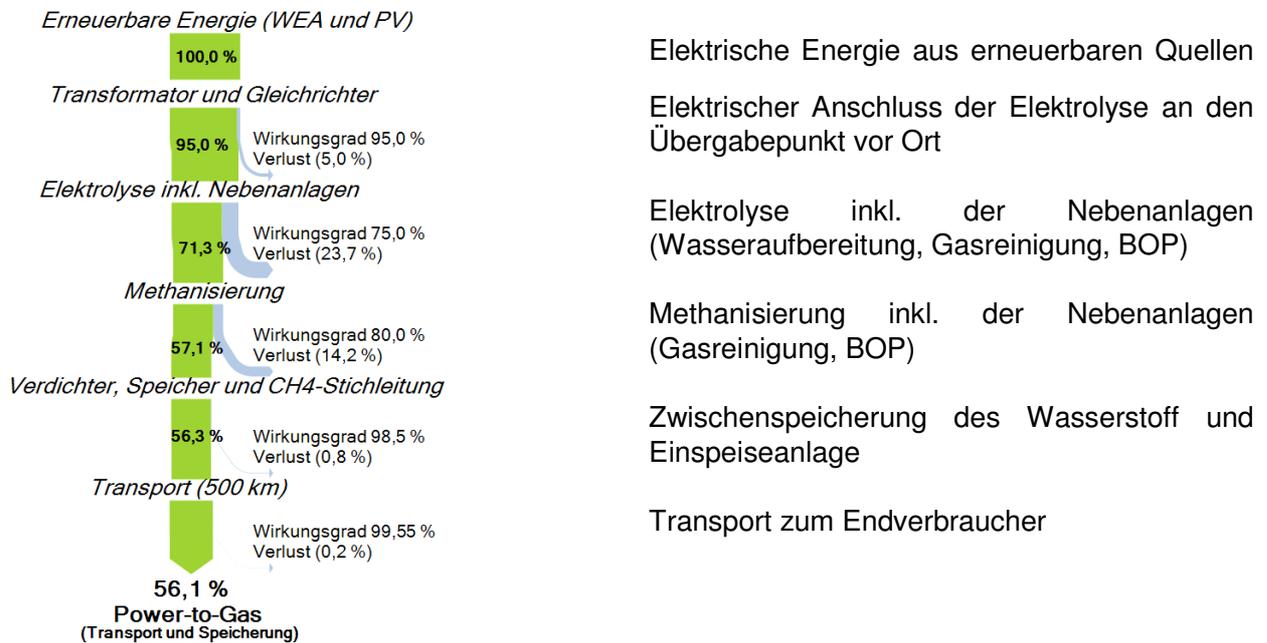


Abbildung 12: Effizienzverluste beim Power-to-Gas (H₂) Prozess mit einer Elektrolyseeffizienz von 75 %. [hei11]



Stand: 08/2011

Abbildung 13: Effizienzverluste beim Power-to-Gas (SNG) Prozess mit einer Elektrolyseeffizienz von 75 %. [hei11]

Werden nun diese H₂/Erdgas- und SNG/Erdgas-Gemische beim Endverbraucher über GUD ($\eta \approx 60 \%$) oder KWK ($\eta \approx 40 \%$) wieder verstromt, reduziert sich der Wirkungsgrad weiter.

Power-to-Gas(H₂) Prozess von 65 % (70 % Elektrolyse) auf 39 % (GUD) und 26 % (KWK).

Power-to-Gas(SNG) Prozess von 52 % (70 % Elektrolyse) auf 31 % (GUD) und 21% (KWK).

Die Schnittpunkte der Erdgastransport- und Stromnetzen eignen sich besonders für die Umsetzung des Power-to-Grid Konzepts:

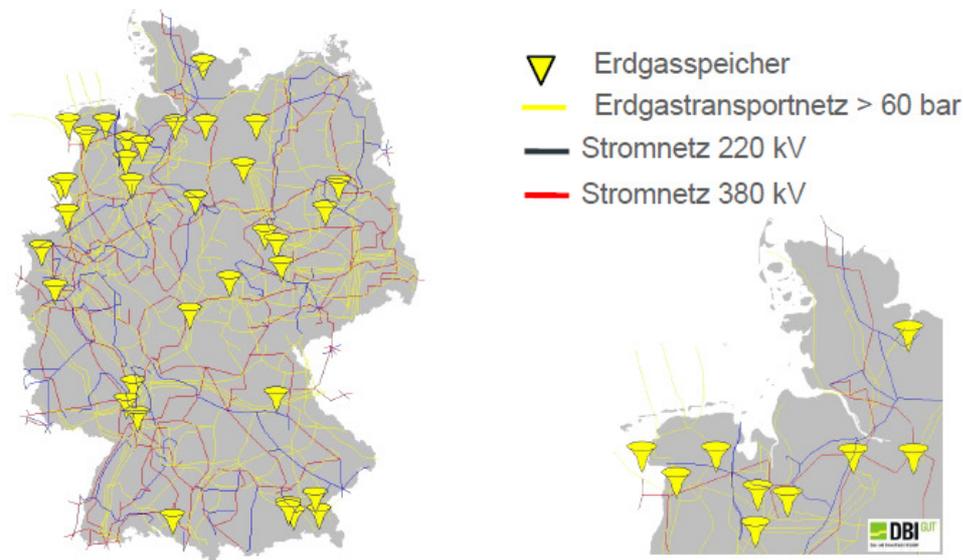


Abbildung 14: Schittstellen zwischen Erdgastransport- und Stromnetzen in Deutschland und Norddeutschland (Quelle DBI)

Die Erdgasleitungen haben eine Länge von 400.000 km und transportieren ca. 1000 Mrd. kWh Energie jährlich; das Stromnetz hingegen nur ca. 540 Mrd. kWh. Ca. 20 % der jährlichen Gasmenge (217 Mrd. kWh) werden in 47 Untertagespeichern als Arbeitgas vorgehalten. Diese Kapazität wird bis 2020 auf 30 % ansteigen. Die rechnerischen Speicherreichweiten liegen beim Gas bei 2.000 h, beim Strom bei 0,6 h.

Das Power-to-Gas Konzept hat in Deutschland einen hohen Stellenwert. Die DENA koordiniert eine Power-to-Gas Strategieplattform (<http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.html>), deren Partner in der folgenden Abbildung dargestellt sind

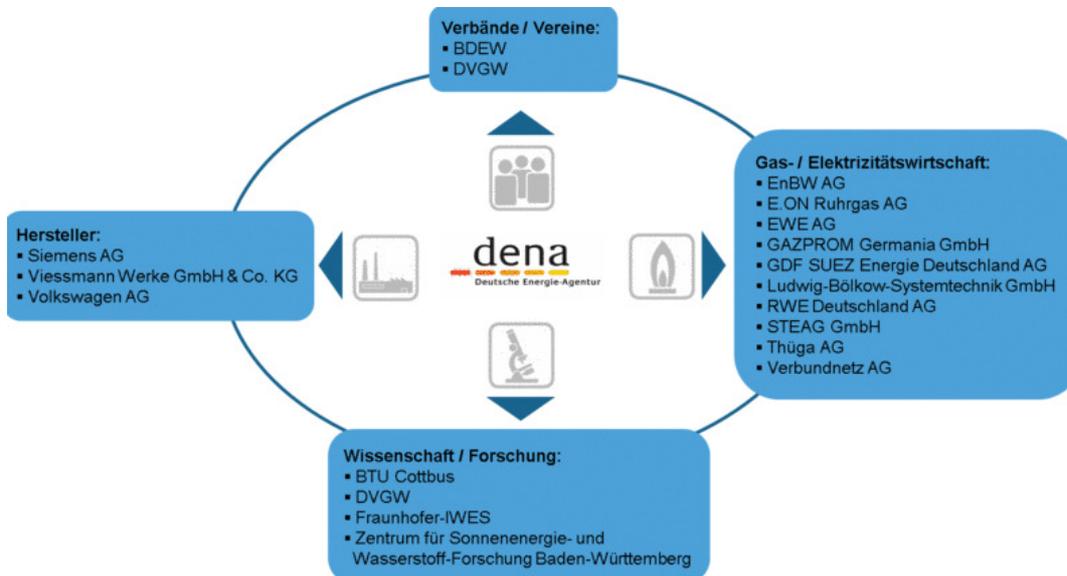


Abbildung 15: Strategieplattform Power-to-Gas

Auch international steht das Thema im Focus. Erste internationale Kongresse finden dazu statt: Gas to Power, 1st to 2nd February 2012, London (<http://www.smi-online.co.uk/events/overview.asp?is=5&ref=3851>)

2.5 Wertung der Speichermöglichkeiten

Pumpspeicherwerke sind mit 80 % Speichereffizienz die beste Speichertechnologie. Nicht ausreichende topographische Lagen und die mangelnde Akzeptanz in Deutschland lassen in Deutschland kaum einen weiteren Ausbau über das bisher Geplante zu. Nach einer Studie des Sachverständigenrats für Umweltfragen [sru11] ist daher der zukünftige Anteil (Zubau) der Pumpspeicher an der gesamten Elektroenergiespeicherung zu vernachlässigen. Dies trifft aber nicht auf Norwegen, Schweden, die Schweiz und Österreich zu.

Tabelle 4: Potential der Speicherkapazität an der gesamten Elektroenergiespeicherung in ausgewählten europäischen Ländern [sru11]

Country	Potential capacity
Norway	84
Sweden	34
Germany	0.04
Switzerland + Austria	< 30

Die beiden weltweit bisher gebauten CAES-Kraftwerke weisen einen Wirkungsgrad um die 50 % auf. Adiabatische CAES-Kraftwerke mit einem möglichen Wirkungsgrad von 70 % sind bereits längere Zeit in der Entwicklung. Die technischen Schwierigkeiten sind jedoch zurzeit noch so hoch, dass bisher noch keine großen adiabatischen CAES-Kraftwerke gebaut wurden. Generell existieren in Deutschland viele Salzkavernen, die als Druckluftspeicher geeignet sind.

Das Problem beider Speicher ist die relativ geringe Speicherdichte, die bei der Energiespeicherung im GWh/TWh Bereich zu extrem großen Speichervolumen führen würde.

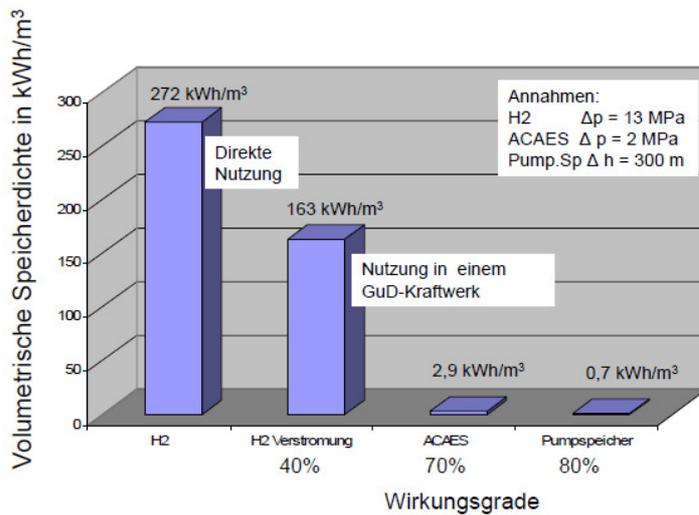
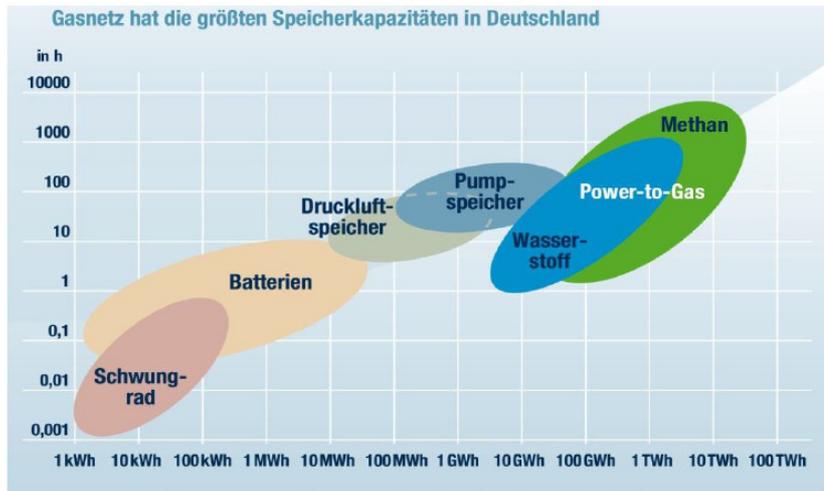


Abbildung 16: Speicherdichten verschiedener Speichertechnologien (Quelle: VDE)

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Speicherkapazitäten der unterschiedlichen Technologien (CHES noch nicht enthalten).



EnergieLand M-V, XVIII energie-symposium, Nov. 2011 Quelle: DBI, FVEE

Abbildung 17: Speicherkapazitäten unterschiedlicher Technologien

Die Kosten der unterschiedlichen Technologien zeigt die folgende Abbildung für kleinere Tagesspeicher (1 GW, 8 GWh, 1 Zyklus/d) und größere Monatsspeicher (0,5 GW, 8.000 GWh, 2 Zyklen/m).

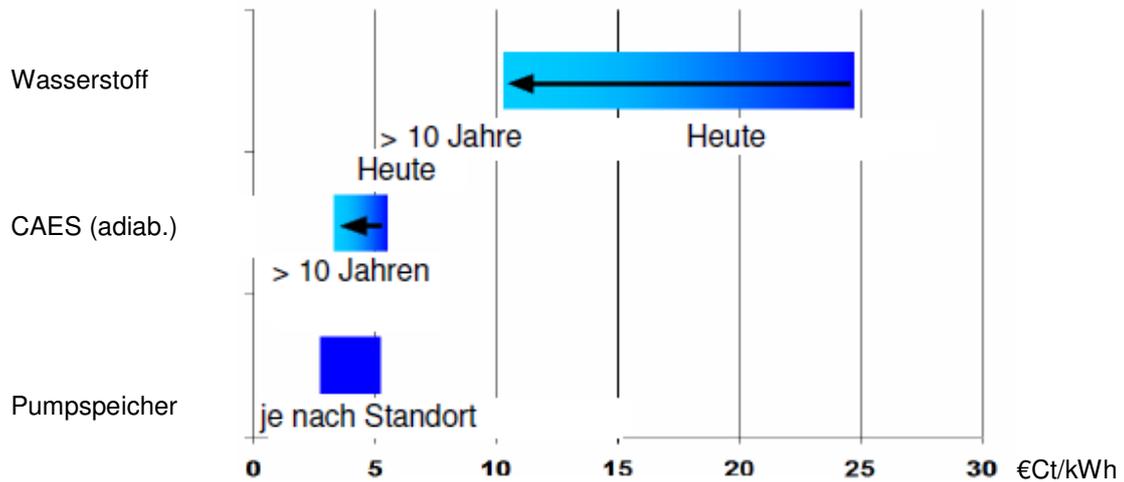


Abbildung 18: Speicherkosten (€/kWh) auf Basis 1 GW und 8 h (8 GWh), 1 Zyklus/d, (Quelle: ETG/VDE/LBST)

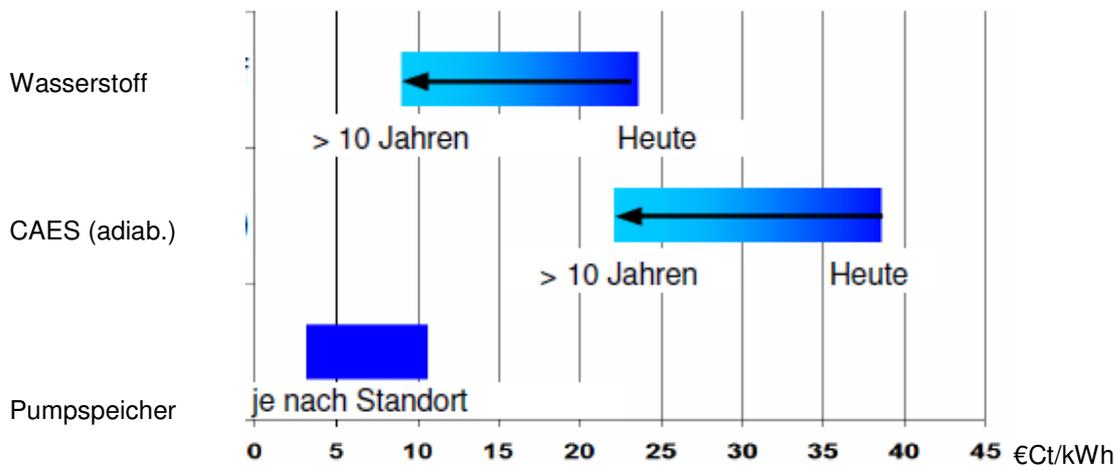


Abbildung 19: Speicherkosten (€/kWh) auf Basis 0,5 GW, 200 h (8.000 GWh), 2 Zyklen/m(Quelle: ETG/VDE/LBST)

Die Speicherkosten der Wasserstofftechnologien können im großen Speicherbereichen in die Nähe von Pumpspeicherwerken kommen. Bei kleineren Speichern werden sie auch absehbarer Zeit am größten sein.

Insgesamt gesehen kommen aufgrund der Akzeptanzfrage³ der Pumpspeicherkraftwerke und der geringen Speicherdichte von CAESs im zentralen Speicherbereich mittel/langfristig in Deutschland nur Wasserstofftechnologien in Frage. Daher wird sich im Folgenden diesen beiden Wasserstofftechnologien unter dem Gesichtspunkt des Transport des Wasserstoffs, seinen Anwendungen, kritischer Technologieabschnitte und des H₂- Bedarfs, auch mit Blick auf den Verkehrssektor, gewidmet.

³ Die Akzeptanzfrage von H₂-Speichern ist zurzeit noch kein Thema..

3 Energie-Transport- und Arbeitsmedien

3.1 Energie-Transportmedien (Energy Carrier)

Grundsätzlich sind drei Varianten des Transports des erzeugten Sekundärenergieträgers Strom von A nach B denkbar:

i - Direkt mit Transportmedium *Elektron*

D.h. direkte Fortleitung des Stroms vom Erzeuger (A) zum Verbraucher (B) über Hochspannungsleitungen (Hochspannungsdrehstrom- oder Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)) und dort (B) Nutzung der elektrischen Energie.

ii - Indirekt mit Transportmedium *Wasserstoff*, der am Ort A aus Elektroenergie über die Elektrolyse gebildet und am Ort B rückverstromt oder anderweitig genutzt (siehe 3.2) wird. Der Transport kann als reiner Wasserstoff erfolgen oder als Erdgas/H₂-Gemisch. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs am Ort B aus dem Erdgas/H₂-Gemisch ist zwar möglich (Membranprozess, Druckwechseladsorptionsverfahren), aber ist sehr teuer und wird daher praktisch nicht durchgeführt. Theoretisch wäre eine Wasserstoffanreicherung über ein Reforming bis zu 50 % H₂

iii – Indirekt mit Transportmedium *chemischer Wasserstoffträger* (z.B. Methan, Methylzyklohexan, Methanol, Ammoniak, etc.) und dessen Transport nach B. Bevorzugt sind flüssige Träger, wie z.B. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). Der chemische Wasserstoffträger wird am Ort A nach der Elektrolyse mit Wasserstoff generiert und kann am Ort B wieder zu Wasserstoff dehydriert, ev. verstromt bzw. anderweitig (siehe 3.2) genutzt werden.

Entscheidend für die Wahl der Varianten i, ii oder iii sind ökonomische und technische Gesichtspunkte. Die Energie-Vektorisierung wird in erster Linie über den Stromtransport (Elektronen) von A nach B (Variante i) realisiert. Über große transozeane Entfernungen wird die Energie jedoch aus technischen und Kostengründen über die Variante ii oder iii transportiert werden. Die Variante iii wird dann bevorzugt, wenn Flüssig-Infrastrukturen aus Volumengründen vorteilhaft werden. Die Varianten ii und iii sind besonders dann interessant, wenn das Transportmedium gleichzeitig auch Arbeitsmedium der Anwendung am Punkt B ist, wie z.B. H₂ oder Methanol in der BZ-Anwendung.

Wenn Transport- und Arbeitsmedien gleich sind, liegt die Wahl zwischen den Varianten i und ii/iii vor allem in den Kosten- und Effizienzunterschieden der zentralen und on-line Herstellung des Wasserstoffs bzw. der chemischen Wasserstoffträger.

Der Transport von A nach B in der Version ii kann unterschiedlich erfolgen, wie die folgende Abbildung für den Wasserstofftransport zu Tankstellen zeigt.

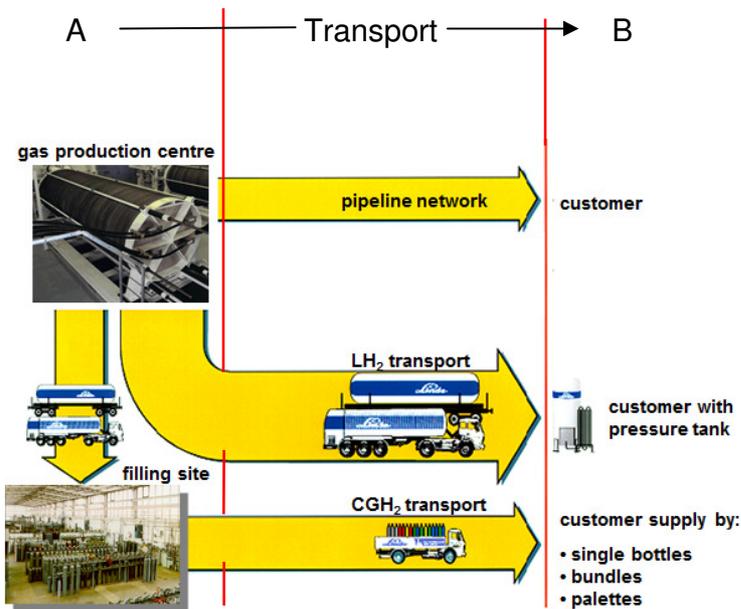


Abbildung 20: Möglichkeiten des H₂-Transports von einer Zentralstation (A) zur Tankstelle (B) (nach LINDE)

Für sehr große H₂-Gasmengen kommt die Pipeline in Frage. Bei reinem Wasserstoff verteuern sich gegenüber Erdgas wegen höherer Verdichterleistungen die Transportkosten etwa um 50%. Aufgrund des auf das Volumen bezogenen geringeren Energiegehalts von Wasserstoff als Erdgas, sinkt die Kapazität der Pipelines/Gasspeicher bei gleichem Druck bei Wasserstoff etwa auf ein Drittel gegenüber Methan.

Sind die zu transportierenden Energiemengen relativ klein, kann der Transport z.B. von Wasserstoff in größeren Mengen in Spezialfahrzeugen flüssig (LH₂) bzw. bei kleineren Mengen unter Druck (CGH₂) in Stahlflaschen erfolgen. Der Transport in flüssiger Form ist insbesondere dann interessant, wenn der Wasserstoff in dieser Form vom Anwender (Flugzeuge, Fahrzeuge) nachgefragt wird.

Methanol

Seit längerer Zeit wird auch eine Methanolinfrastruktur diskutiert. Methanol kann aus H₂ und CO oder CO₂ hergestellt werden.

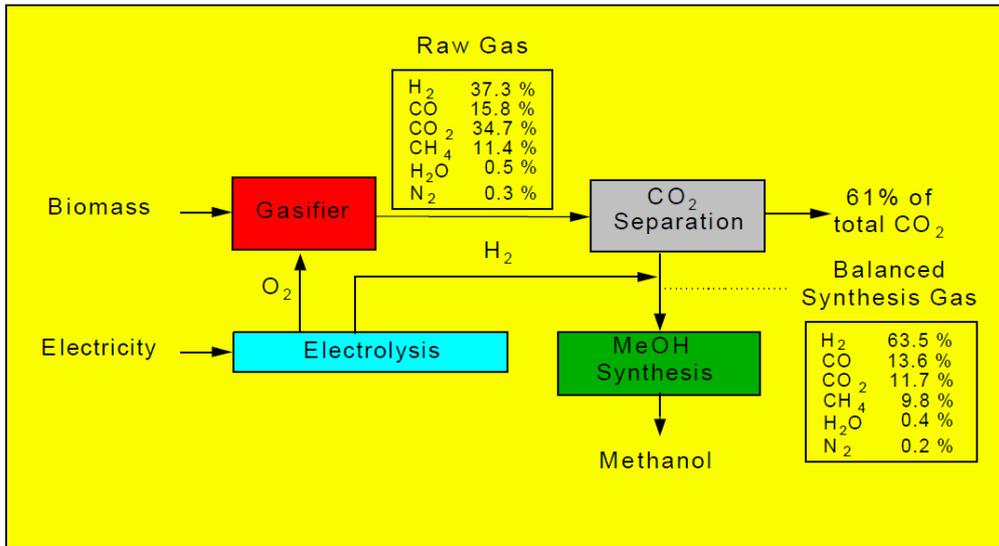


Abbildung 21: Methanolherstellung aus H₂ und CO₂ nach M. Specht (ZSW) [spe98]

Ein interkontinentales Methanolvektorkonzept zeigt die folgende Abbildung.

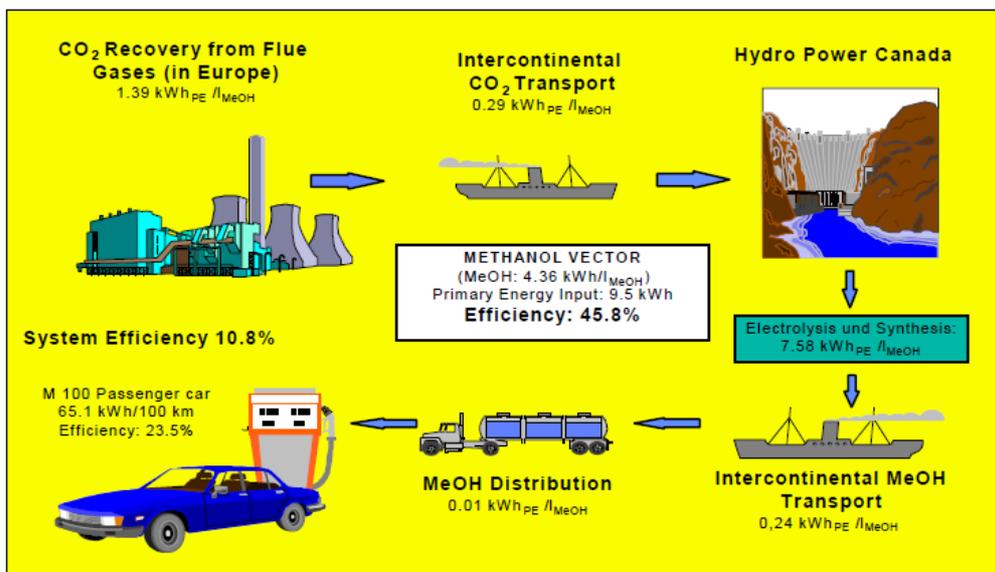


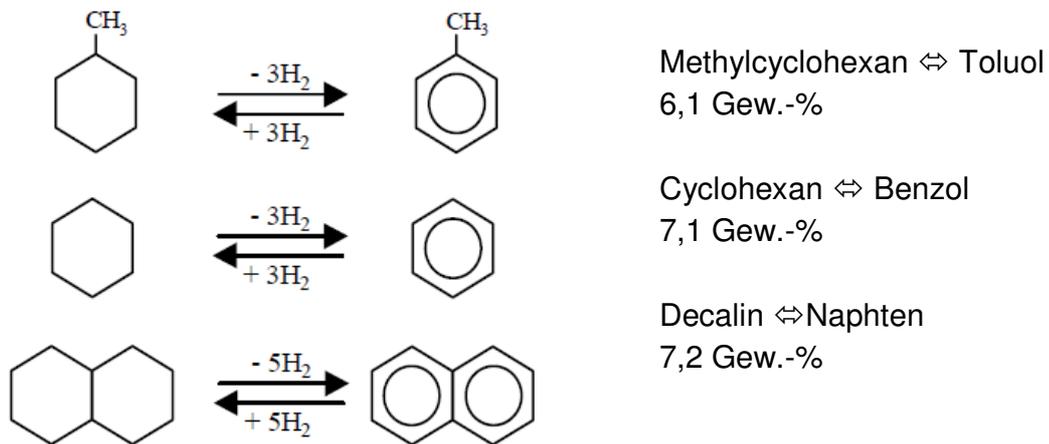
Abbildung 22: Methanolvektorkonzept nach M. Specht (ZSW) [spe98]

Die Methanoleffizienz liegt bei 45,8 %, kann aber verbessert werden, wenn die CO₂-Absorption mit Alkanolaminen durch effizientere Prozesse substituiert wird.

Speicherung, Transport und Verteilung des bei Raumtemperatur flüssigen Methanols kann die bestehende Infrastruktur und Technik nutzen. Weite Entfernungen zwischen Verbrauchern und Erzeugern regenerativer Energien können dann effizient überbrückt werden. Die Energiespeicherdichte beträgt etwa 50 % der Speicherdichte für Benzin und Diesel.

Chemische Wasserstoffträger

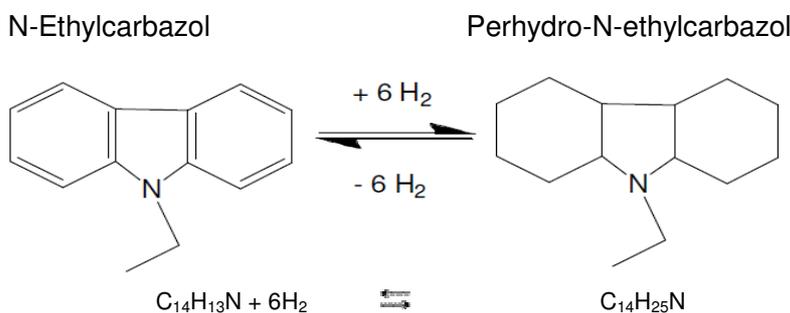
Bereits Anfang der 80er Jahre hat man sich mit Liquid Organic Hydrogen Carrier Materialien beschäftigt. Im Mittelpunkt standen dabei die folgenden drei Systeme:



Das System Methylcyclohexan/Toluol wurde u.a. innerhalb eines Projekts zwischen Kanada und der EU (4,2 Mio CDN\$ und 6,15 Mio DM), dem Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHPP) untersucht, aber bereits in der Feasibility Studie als Wasserstoffträger verworfen, da die zur Freisetzung des Wasserstoffs notwendige Abfallwärme auf dem Temperaturniveau von 300 – 400 °C im konkreten Einsatzfall (Hamburg) nicht ausreichend vorhanden war.

Abgesehen davon, dass es zur damaligen Zeit für MCH keine langzeitstabilen Dehydrierungskatalysatoren mit geringer Platinmasse gab - inzwischen ist man hier auch weitergekommen – hat auch die niedrige Dehydrierungskinetik dazu beigetragen, dass es keine Nutzung gab.

Nachteilig für diese oben dargestellten Systeme sind die hohen Dehydrierungstemperaturen von ≥ 300 °C. Der Einbau von Heteroatomen in die Aromatenstruktur lässt die Dehydrierungstemperatur auf ca. 200 °C absinken (noch nicht ausreichend für PEMFC-Abgaswärme bei ca. 90 °C) und der Anbau von Ethylgruppen an die Struktur reduziert die Schmelztemperatur auf ca. 60 °C. Die Untersuchungen konzentrierten sich heute insbesondere auf die Gruppe Carbazole und hierbei auf das N-Ethylcarbazol (auch 9-Ethylcarbazol). Das DoE hat solche F&E-Arbeiten gefördert [coo06] und Air Products 2006 und 2008 dieses Speichersystem patentiert [pez06].



Mit dem N-Ethylcarbazol/Perhydro-N-Ethylcarbazol Paar können 5,7 Gew.-% Wasserstoff gespeichert werden. Unter 5 MPa (50 bar) Wasserstoff-Druck kann das N-Ethylcarbazol bei etwa 150 °C wieder hydriert werden. Das BMVBS unterstützt diese Entwicklungen für den Verkehrssektor.

Effizienzbetrachtungen zum Toluol/Methylcyclohexan ergeben die in der Folgenden Abbildung gegebenen Werte. Rechnet man hier die Elektrolyse und den Transport *by ship* heraus ergibt sich mit 2 MW_{el} für die H₂-Beladung (Hydrierung; MCH-Synthese) und 17,5 MW_{th} thermische Verluste bei der H₂-Beladung sowie 17,83 MW_{th} und 0,4 MW_{el} für die H₂-Entladung (Dehydrierung, MCH-Cracking) bezogen auf 71 MW_{th} Wasserstoff eine Wasserstoffspeichereffizienz von

$\eta_{H_2} (\text{Toluol/MCH}) = 53 \%$. Für Carbazol könnte der Wert noch leicht höher liegen, da die Dehydrierungstemperatur etwas niedriger als bei MCH ist..

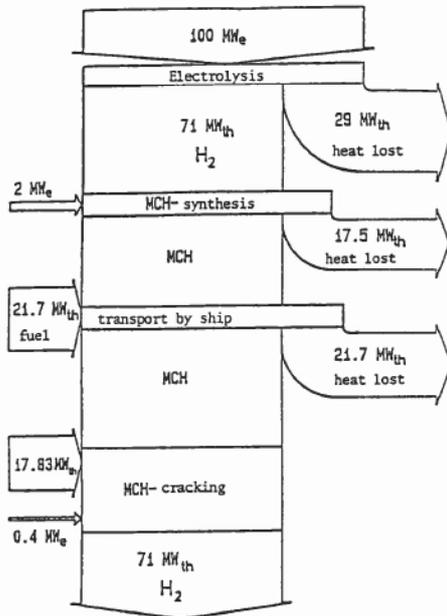


Abbildung 23: Energieverteilung für das Speichersystem Toluol/Methylcyclohexan (Quelle:DECHEMA)

3.2 Energie-Arbeitsmedien (Use)

3.2.1 Elektrischer Strom

Der elektrische Strom (Elektron) ist am Punkt B das Arbeitsmedium für Elektromotoren oder Elektroheizer, kann aber auch Wasserstoff über Elektrolyse erzeugen bzw. Batterie laden.

3.2.2 Reiner Wasserstoff

Wie bereits im Abschnitt 3.2.2 dargestellt, liegen die Hauptanwendungen des Wasserstoffs am Punkt B im mobilen und stationären Speicherbereich. In beiden Fällen kann die Verstromung durch die Brennstoffzelle (PEMFC) erfolgen. Der Wasserstoffverbrauch (stationäre Speicherung ausgenommen) setzt sich mit Bezug auf die Anwendungen wie folgt zusammen:



Abbildung 24: Anteil des anwendungsbezogenen Wasserstoffverbrauchs [diw11]

3.2.3 Wasserstoff-Erdgas-Gemisch

Generell gilt für fast alle Anwendungen, dass eine Konstanz der Zusammensetzung des Gases für die Funktionalität und das Abrechnungswesen der Gasversorgung elementar ist. Durch die fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff aus fluktuierendem EE-Strom ist dies nicht gegeben. Eine Lösung besteht in Zwischenspeichern für Wasserstoff, deren Größe nach den anfallenden Wasserstoffmengen zu bestimmen ist.

Rückverstromung

Rückverstromung des H₂-Erdgas-Mixes kann in GUD-Kraftwerken erfolgen. Die Brenngasspezifikationen geben einen maximalen Wert von 4 % vor.

Verkehr

Wasserstoff Erdgasgemische können auch in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden. Die DIN 51624 (Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge Erdgas) legt einen Wasserstoffgehalt von max. 2 % und eine Methanzahl von MZ 70 fest. Die Zumischung von Wasserstoff führt zur Verringerung der Klopfestigkeit, die bei Gasen mit niedriger Basismethanzahl zu Problemen führten könnte. Andererseits wirkt sich ein erhöhter Wasserstoffgehalt im Erdgas positiv auf die Verbrennungseigenschaften (erweiterte Zündgrenzen und höhere Flammgeschwindigkeiten) aus, was die Emissionswerte erheblich verbessert. Es wird aber bei Erdgas-Fahrzeugen und -Tankstellen mit Wasserstoff Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung der verwendeten Stahltanks gesehen.

Heizung, Kochen

Bei häuslichen Gasendgeräten bestehen bereits umfangreichere Erfahrungen mit Wasserstoff-Erdgas-Gemischen, was auch auf die Verwendung von Stadtgas (ca. 50 % H₂) zurückgeht. In den Gasendgeräten, insbesondere vormischenden Geräte im häuslichen Bereich, zeigten Zumischungen von 20 % H₂ keine Beeinträchtigungen. Bei der Wärmeerzeugung mit Heizwerken ist man in ähnlichen Größenordnungen.

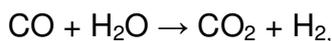
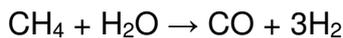
Probleme können vor allem durch die unterschiedlichen Flammgeschwindigkeiten - H₂ (3,5 m/s) und Erdgas (0,4 m/s) – auftreten, die zum Rückschlagen der Brennerflammen führen können. Eine Anhebung der Strömungsgeschwindigkeit und Halteflammen am Brennerkopf wirken dem entgegen.

Industrieanwendungen

Bei der Stahlherstellung wird teilweise Erdgas als Schutzgas zur Vermeidung einer Materialoxidation durch Sauerstoff zu verhindern. In der chemischen Industrie werden ca.30 Prozent des bezogenen Erdgases stofflich genutzt. Der Einfluss der veränderten Gaszusammensetzung auf die Prozessführung muss in jedem Fall studiert werden.

3.2.4 SNG-Erdgas-Gemisch

Dieses Gemisch kann am Punkt B für alle Erdgasanwendungen eingesetzt werden und entspricht im Wesentlichen auch den Nutzungsmöglichkeiten des H₂-Erdgas-Mixes. Es soll insbesondere die Wasserstoffherzeugung für den Verkehr on-site über das Reformingverfahren erwähnt werden



wie es u.a. auch im Cute-Projekt in Stuttgart und Madrid eingesetzt wurde:

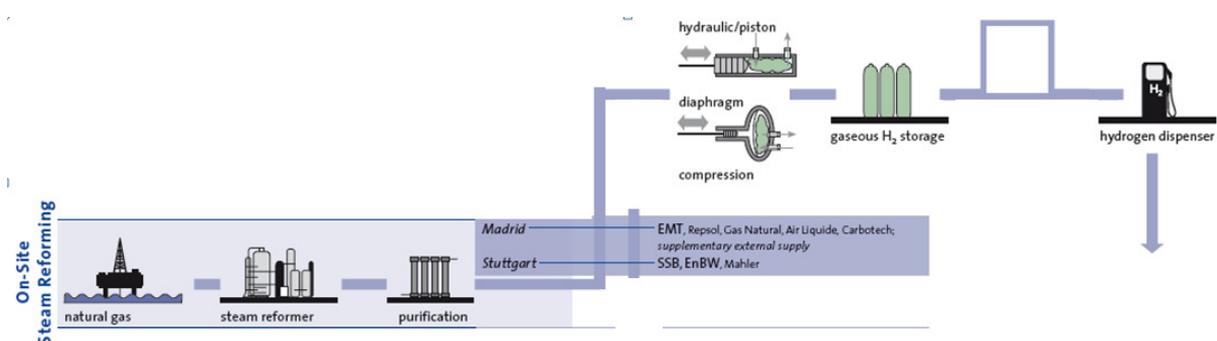


Abbildung 25: Wasserstoffbereitstellung durch on-site Reforming im Cute-Projekt

3.2.5 Flüssige chemischer Wasserstoffträger

Die chemischen Wasserstoffträger werden entweder direkt energetisch genutzt, wie z.B. Methanol/Ethanol oder Ammoniak zum Antrieb von Fahrzeugen. Teilweise werden sie über Reforming- (Alkohole), Crack-Prozesse (NH₃) oder Erhitzen (Methylzyklohexan, Carbazol) auch wieder in Wasserstoff umgewandelt. Zu beachten ist, dass einige flüssige Hydride toxisch sind (z.B. Methanol).

Methanol und seine Folgeprodukte wie Dimethylether können sowohl in klassischen Verbrennungsmotoren als Kraftstoff auch in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung genutzt werden. Direktmethanol-BZ haben jedoch eine zu geringe Leistung für Fahrzeugantriebsmotoren. Die Entwicklung von on-board Methanolreformern wurde von Daimler eingestellt.

Insbesondere wird die Methanolproduktion, allerdings auf Basis von Kohle, in China forciert. Die Staatliche Kommissionen in China arbeiten an nationalen Methanol-Kraftstoff-Standards und chinesische Automobilhersteller an verbesserten Methanolmotoren, die sowohl hoch Methanol-haltige Kraftstoff wie M85 und M100 als auch Derivat wie Dimethylether verwenden.

Eine zusammenfassende Darstellung aller Vektoren, auch der Fossilen, ist in der folgenden Abbildung zu finden.

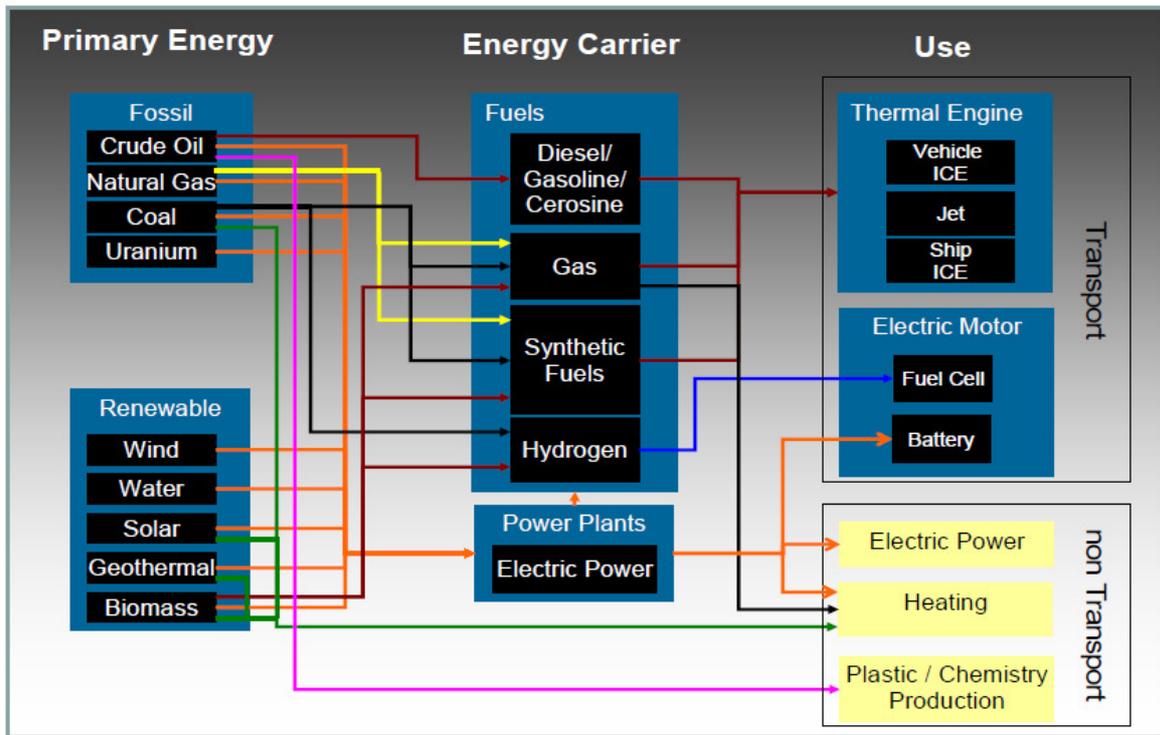


Abbildung 26: Darstellung der primären Energien, der Energietransportmedien (Energy Carrier) und der Energiearbeitsmedien (Use) (Quelle: ERTRAC)

4 Kritische Technologieschritte

4.1 Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse

Der Elektrolyseanteil an der Gesamtwasserstoffherzeugung in Deutschland von 22 Mrd. Nm³ ist mit 2 % aufgrund der relativ hohen Kosten gering.

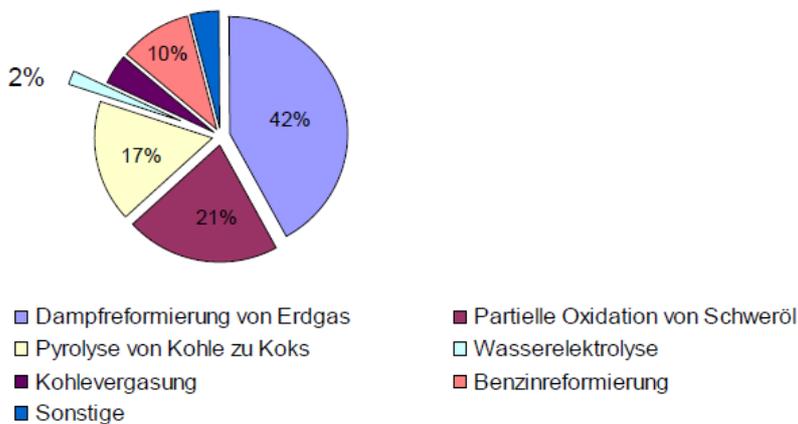


Abbildung 27: Wasserstoffherstellung in Deutschland (Quelle: BMU-Forschungsbericht 546)

Die Wasserstoffherstellung aus regenerativer Elektroenergie erfolgt über die Wasserelektrolyse. Zurzeit stehen Elektrolyseverfahren mit alkalischer und PEM-Technologie (AEL, PEMEL) in unterschiedlichen Leistungsklassen zur Verfügung. Allerdings sind seit der Einführung der Wasserelektrolyse vor über 100 Jahren bis heute nur wenige tausend Anlagen hergestellt worden. Diese vergleichsweise geringen Aktivitäten lassen sich auf die deutlich höheren Gestehungskosten des elektrolytischen Wasserstoffs gegenüber dem „fossilen“ Wasserstoff zurückführen. Demzufolge hat sich der Stand der Technik bei großen Elektrolyseanlagen in den letzten 40 Jahren nur marginal verändert, da sich die Kosten für größere F&E-Programme kaum amortisiert hätten.

Der hohe Bedarf an Elektrolyseren, der in Tabelle 12 und Tabelle 11 angegeben ist, kann mit den heute verfügbaren Elektrolysetechnologien weder qualitativ noch quantitativ gedeckt werden.

Wege, wie in Deutschland die vorgegebenen Zielstellungen erreicht werden können, sind in einer aktuellen NOW-Studie „*Stand und Entwicklungspotenzial der*

Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ [smo11] ebenso dargestellt, wie der Stand der Technik von Elektrolyseren. Daher wird auf die Elektrolysethematik hier nur zusammenfassend eingegangen und dabei auf die Studie zurückgegriffen.

Die Daten der beiden wichtigsten Technologien Alkalischer Elektrolyser und PEM-Elektrolyser sind in den folgenden beiden Tabellen für den state-of-the-art, mittel- und langfristig wiedergeben:

Tabelle 5: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der **alkalischen Elektrolyse** (mittelfristig: in 5 - 10 Jahren, langfristig: in 10 - 20 Jahren) in kommerziellen Produkten

Spezifikation	Stand der Technik	Mittelfristig	Langfristig
Zelltemperatur	60 - 80 °C	60 - 80 °C	60 - 90 °C
Zelldruck	< 30 bar	60 bar	60 bar
Stromdichte ¹	0,2 – 0,4 A/cm ²	< 0,6 A/cm ²	< 0,8 A/cm ²
Zellspannung ¹	1,8 - 2,4 V	1,8 - 2,2 V	1,7 - 2,2 V
Leistungsdichte ¹	bis 1,0 W/cm ²	bis 1,3 W/cm ²	bis 1,8 W/cm ²
Spannungswirkungsgrad ϵ_V ^{1,2}	62 - 82 %	67 - 82 %	67 - 87 %
Spez. Energieverbrauch Stack ^{1,2,3}	4,2 - 5,9 kWh/Nm ³	4,2 - 5,5 kWh/Nm ³	4,1 - 5,2 kWh/Nm ³
Spez. Energieverbrauch System ^{1,2,3,4}	4,5 - 7,0 kWh/Nm ³	4,4 - 6,0 kWh/Nm ³	4,3 - 5,7 kWh/Nm ³
Unterer Teillastbereich	20 - 40 %	10 - 20 %	10 - 20 %
Zellfläche	< 4 m ²	< 4 m ²	< 4 m ²
H ₂ -Produktionsrate pro Stack/System	< 760 Nm ³ /h	< 1.000 Nm ³ /h	< 1.500 Nm ³ /h
Lebensdauer Stack	< 90.000 h	< 90.000 h	< 90.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 3 µV/h	< 3 µV/h	< 3 µV/h
Standzeit System inkl. Überholung	20 - 30 a	25 - 30 a	30 a

1: Leistungsdaten für eine Zelltemperatur von 80 °C

2: Wirkungsgrade bezogen auf Standardbedingungen (NTP) und Brennwert (HHV)

3: Inklusive Faraday'schen Wirkungsgrad

4: Produktgas getrocknet, Druckbetrieb (30 bar und H₂-Reinheit 5.0)

Tabelle 6: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der **PEM-Elektrolyse** (mittelfristig: in 5 - 10 Jahren, langfristig: in 10 - 20 Jahren) in kommerziellen Anwendungen

Spezifikation	Stand der Technik	Mittelfristig	Langfristig
Zelltemperatur	50 – 80 °C	60 - 90 °C	60 - 90 °C
Zelldruck ¹	< 30 bar	60 bar	< 100 bar
Stromdichte ²	0,6 – 2,0 A/cm ²	1,0 - 2,5 A/cm ²	1,5 - 3,0 A/cm ²
Zellspannung ²	1,8 - 2,2 V	1,7 - 2,0 V	1,6 - 1,8 V
Leistungsdichte ²	bis 4,4 W/cm ²	bis 5,0 W/cm ²	bis 5,4 W/cm ²
Spannungswirkungsgrad ϵ_v ^{2,3}	67 – 82 %	74 - 87 %	82 - 93 %
Spez. Energieverbrauch Stack ^{2,3,4}	4,2 - 5,6 kWh/Nm ³	4,1 - 5,0 kWh/Nm ³	3,9 - 4,3 kWh/Nm ³
Spez. Energieverbrauch System ^{2,4,5}	4,5 - 7,5 kWh/Nm ³	4,3 - 5,5 kWh/Nm ³	4,1 - 4,8 kWh/Nm ³
Unterer Teillastbereich	0 – 10 %	0 - 5 %	0 - 5 %
Zellfläche	< 300 cm ²	< 1.300 cm ²	< 5.000 cm ²
H ₂ -Produktion pro Stack	bis 10 Nm ³ /h	< 30 Nm ³ /h	< 250 Nm ³ /h
H ₂ -Produktion pro System	bis 30 Nm ³ /h	< 120 Nm ³ /h	< 500 Nm ³ /h
Lebensdauer Stack ¹	< 20.000 h	< 50.000 h	< 60.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 14 μ V/h	< 9 μ V/h	< 5 μ V/h
Standzeit System inkl. Überholung	10 - 20 a	20 - 30 a	30 a

1: Militärische Anwendungen werden nicht betrachtet

2: Leistungsdaten für eine Zelltemperatur von 80 °C

3: Wirkungsgrade bezogen auf Standardbedingungen (NTP) und Brennwert (HHV)

4: Inklusive Faraday'schen Wirkungsgrad

5: Für Anlagen > 1 Nm³ H₂/h, Druckbetrieb, H₂-Reinheit 5.0

Bei den Kosten muss man heute näherungsweise bei größeren Anlagen um 1.000 €/kW ausgehen. Einen Überblick über die spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der Leistung gibt die folgende Abbildung:

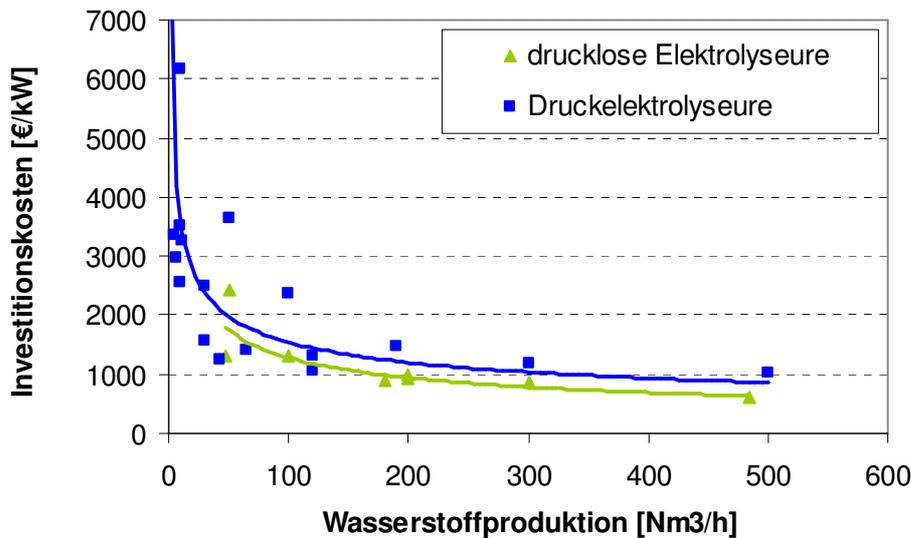


Abbildung 28: AEL-Investkosten (€/kWh) vs. Wasserstoffproduktionsrate [smo11]

Zwar sind die Investkosten ein wichtiger Parameter, entscheidend aber sind die Wasserstoffgestehungskosten (WGK), die neben den Investkosten im Wesentlichen durch die Anlagenauslastung, den elektrischen Wirkungsgrad und die Energiekosten bestimmt werden. Dazu kommen noch Nebenkosten, wie Aufbau und Anlieferung, Wartung, Betrieb, Versicherung, Verzinsung etc.

In der folgenden Tabelle wurden 6 Szenarien durchgerechnet. Das Ergebnis zeigt, dass die Kosten entscheidend durch die Systemauslastung bestimmt sind. Eine hohe Systemauslastung ist entscheidend für akzeptable Wasserstoffgestehungskosten. Da die Regenerativen kaum hohe Volllaststundenanteile erreichen, müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt werden, wie Stromimport, Kopplung mit mehreren Erzeugern, richtige Dimensionierung etc.

Tabelle 7: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten für AEL und PEMEL auf Basis der heutigen (A, B) und zukünftigen (C, D) Technologien [smo11]

Szenario Spezifikationen	A PEMEL	B AEL	C1 PEMEL	C2 PEMEL	D1 AEL	D2 AEL
Anlagengröße [Nm³/h]	30	500	250	250	1500	1500
Systemwirkungsgrad [%]	64,4	78,7	86,3	86,3	82,3	82,3
Systemauslastung [%]	75	98	35	98	35	98
Investitionskosten [€/kW]	2.486	1.000	1.200	1200	800	800
Aufbau, Anlieferung [% der IK]	10	10	10	10	10	10
Wartung, Betrieb, Versicherung [%/a der IK]	4	4	4	4	4	4
Abschreibungszeitraum [a]	10	20	25	25	25	25
Verzinsung [%]	5	5	7,5	7,5	7,5	7,5
Stromkosten [€/kWh]	0,090	0,075	0,030	0,050	0,030	0,050
Wasserstoffgestehungs- kosten [€/kg]	9,03	4,50	3,85	3,17	3,17	3,01
Fixkosten (%)	39,0	16,6	64,4	27,9	54,7	20,5
Variable Kosten (%)	61,0	83,4	35,6	72,1	45,3	79,5

Ein wichtiger Parameter, der in die Gesamteffizienz von Wasserstoffprozessen eingeht, ist die Effizienz der Elektrolyse. Sie liegt heute im Bereich von 60- 80 %.

Kommerzielle Anlagen liegen eher im unteren Bereich, d.h., um die 60 %. Im CUTE-Projekt lag der Durchschnitt neuer Anlagen in Amsterdam, Barcelona, Hamburg und Stockholm bei 63 % [gru06]. Im US Wind2H2 Projekt (siehe Abschnitt 5.1) wird berichtet: *At full stack current, the PEM electrolyser had a system efficiency of 57% HHV. At the rated stack current, the alkaline system had a system efficiency of 41% HHV. If the full hydrogen flow was measured, the alkaline system efficiency would have reached 50%.*

Im Folgenden wird in der Regel mit einem Wirkungsgrad von 70 % gerechnet.

4.2 Wasserstoffeinspeisung

Aus Sicherheitsgründen sind bisher 5 % H₂ als Obergrenze im DVGW Arbeitsblatt G 260 und 262 für die Einspeisung in das Erdgasnetz festgeschrieben. Eine Arbeitsgruppe des DVGW überarbeitet zurzeit die Vorschriften zur H₂-Einspeisung in das Erdgasnetz. Es wird eine Einspeisegrenze bei < 10 % erwartet. In Zukunftsszenarien wird auch über < 20 % gesprochen.

Die Gründe für diese sind vielfältig und werden im Folgenden diskutiert.

Der Wasserstoff weist gravierend andere physikalische Parameter als Erdgas auf, wie die folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 8: Physikalische Parameter von Wasserstoff und Erdgas

	Dichte [kg/m ³]	Wärmekapazität c_v [J/(kgK)]	Dyn. Viskosität [μPa s]	Brennwert [MJ/kg]
Erdgas	81,6	1,76	11,9	53
Wasserstoff	7,10	10,3	9,37	143

Daus folgt z.B. dass bei gleicher Wärmezufuhr aufgrund der unterschiedlichen Wärmekapazitäten (H₂/NG \approx 6/1) eine doppelt so große Temperaturänderung des Gasgemische stattfindet. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Stoffeigenschaften (Dichte H₂/NG \approx 1/11, Brennwert H₂/Erdgas \approx 3/1) werden sehr geringe H₂-Massenströme (1/11 von NG) gefunden und ein ca. 8-facher Kompressionsaufwand ist notwendig. Die H₂-Verteilung im Netz ist daher nicht homogen.

Bezogen auf das Volumen hat Wasserstoff einen geringeren Energiegehalt als Erdgas. Daher ist zur Bereitstellung derselben Energiemenge ein höherer Gasdurchsatz erforderlich. Der Mehrdurchsatz ist anfangs unbedenklich, nimmt jedoch bei hohem Zumischungsanteil stark zu und ist bei einem 50:50-Gemisch gegenüber dem Erdgas doppelt so hoch. Bei reinem Wasserstoff steigt der Durchsatz auf das dreifache an.

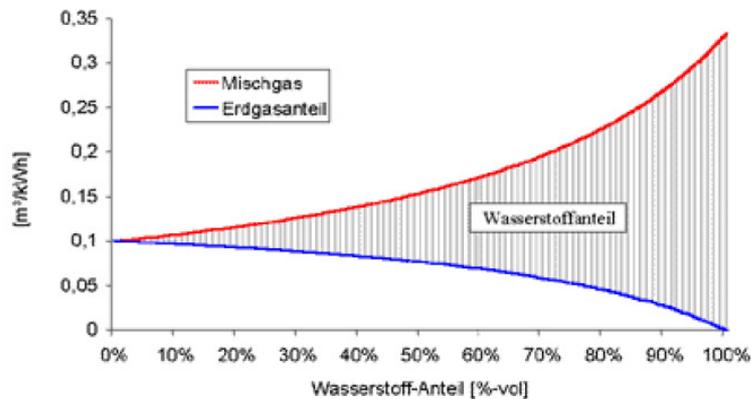


Abbildung 29: spezifischer Energieinhalt von H₂/NG Gemischen

F&E Arbeiten haben gezeigt, dass < 50 % Wasserstoff als unkritisch eingeschätzt werden kann. H₂-Konzentrationen von > 50 % können zu einer technisch relevanten Beschleunigung des Risswachstums, zur Herabsetzung der Bruchdehnung, der Zugfestigkeit und Dehngrenze der Pipeline- und Behältermaterialien führen.

Der Wobbe-Index⁴, ein korrigierter Heizwert, der das Brennverhalten von Gasen und die Wärmebelastung des Brenners kennzeichnet, nimmt mit der Zumischung von Wasserstoff ab. Er bleibt aber noch innerhalb der im DVGW AB G 260 festgelegten Grenzen.

⁴ Der Wobbe-Index wird aus dem Quotienten des Brennwertes und der Quadratwurzel aus dem Dichteverhältnis von Brennstoff zu Luft gebildet

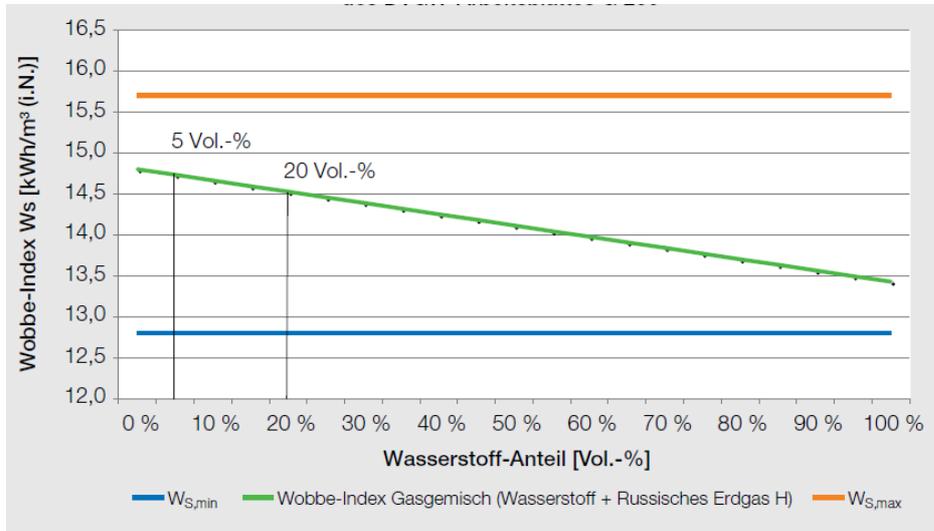


Abbildung 30: Wobbe-Index eines Erdgas-H₂-Gemisches (Quelle DVGW Arbeitsblatt G 260)

Aufgrund der gegen über Erdgas deutlich geringeren Dichte von Wasserstoff fällt die Reduzierung des Wobbe-Index relativ gering aus.

Die Wasserstoffverträglichkeit im Erdgas hängt von den verschiedenen Anwendungen und deren Bauteilen ab, wie die folgende Abbildung zeigt. Ein Großteil der Balken endet nach oben diffus. Das ist der Tatsache geschuldet, dass nur halbqualitative Daten der H₂-Verträglichkeit vorliegen. Es sind aber auch Limits angegeben, die sich auf Problemkomponenten, Regelwerke bzw. Herstellerangaben beziehen.

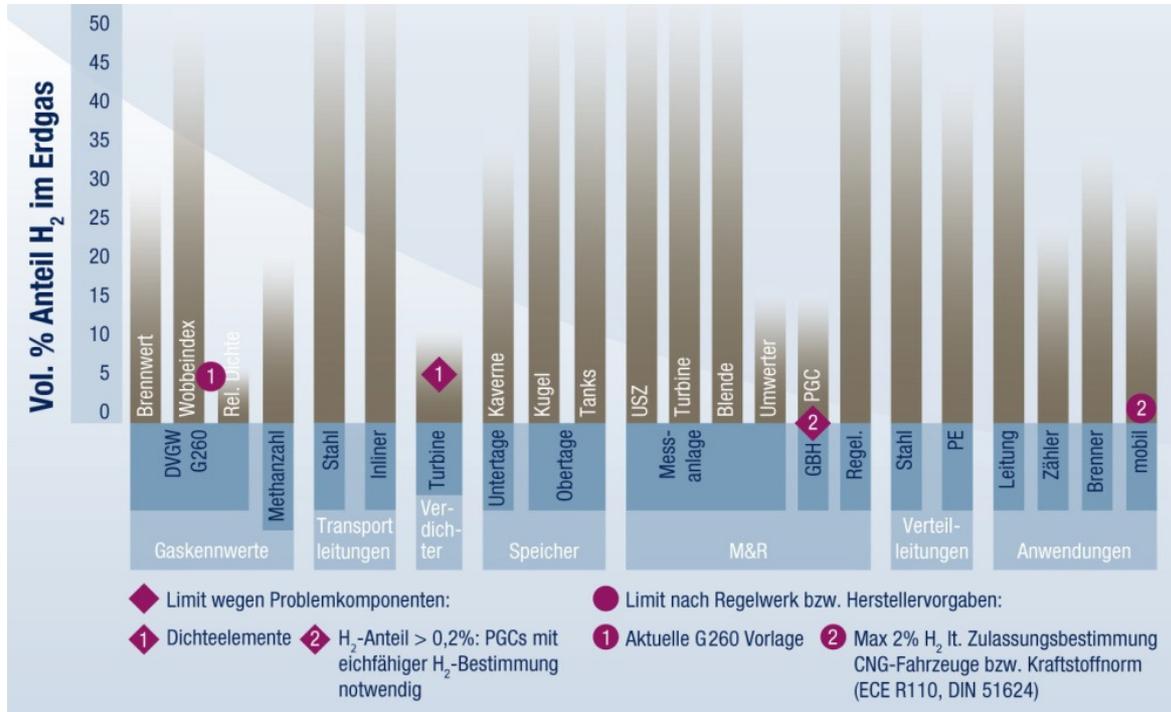


Abbildung 31: Mögliche Wasserstoffkonzentrationen für ausgewählte Bauelemente in Erdgasnetzen (GBH: Gasbeschaffenheit, USZ: Ultraschallgaszähler, PCG: Prozessgaschromatograph)

Das Verhalten von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen bis zu 20 % ist in geschlossenen Räumen, z. B. bei Leckagen in der Hausinstallation, sehr ähnlich dem von reinem Erdgas. Sowohl das Durchmischungsverhalten mit der Raumluft als auch die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion und deren Folgen sind bei H₂-konzentrationen vergleichbar mit dem Verhalten von Erdgas. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion nimmt mit steigendem H₂-Gehalt zwar zu; man spricht aber noch von einem gesellschaftlich akzeptiertem Bereich [low09].

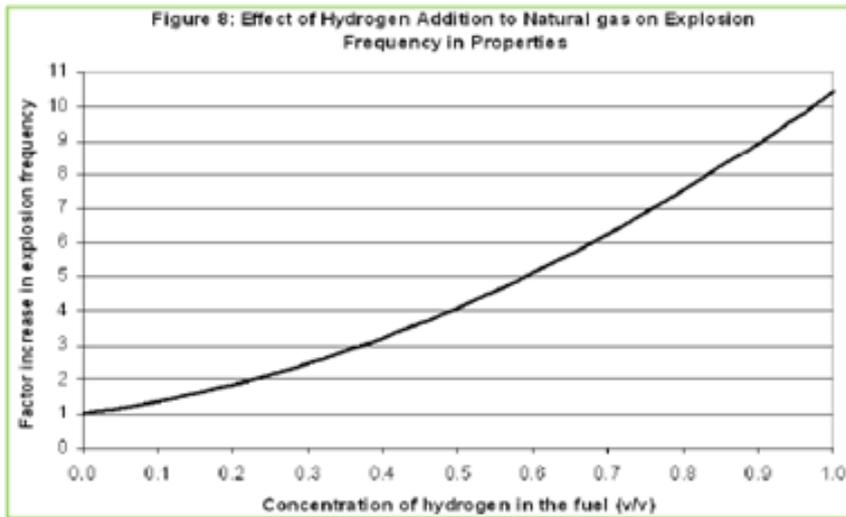
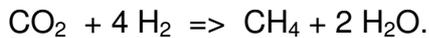


Abbildung 32: Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion vs. H₂-Gehalt im Erdgas [low09]

4.3 Methanisierung und SNG-Einspeisung

Die exotherme ($\Delta_R H^0 = -165 \text{ kJ/mol}$) CO₂-Methanisierung des Wasserstoffs



Die Reaktion wird heterogen durch einen festen Katalysator, in der Regel Nickel oder Ruthenium, beschleunigt. Für die industrielle Anwendung stellen Nickelkatalysatoren das Optimum hinsichtlich Aktivität, Selektivität und Preis dar. Sie erfordern allerdings eine hohe Reinheit des Produktgases bezüglich Schwefelverbindungen sowie Sauerstoff. Die Methanisierungsreaktion wurde in den 1970er Jahren zur industriellen Reife entwickelt; Treiber war die Ölkrise. Nachdem die SNG-Erzeugung aufgrund sinkender Energiepreise zwischenzeitlich uninteressant wurde, werden die damals entwickelten Konzepte in neuerer Zeit wieder aufgegriffen, wobei nicht mehr die Kohlevergasung, sondern die Biomassevergasung im Zentrum des Interesses steht und daher die Entwicklung hin zu kleineren Anlage geht. Einen Überblick über seit den 1970er Jahren bis heute entwickelten Verfahren gibt die folgende Abbildung

Tabelle 9: Auswahl typischer Vertreter unterschiedlicher Methanisierungskonzepte [kop2010]

Name	TREMP	Hicom	RMP	Hygas	Lurgi/Sasol	Bi-Gas	Comflux	LPM
Entwickler	Haldor Topsøe	British Gas Corp./Lurgi	Ralph M. Parson Co.	IGT	Lurgi	Bituminous Coal Research Inc.	Thyssengas/EBI (PSI)	(Chem. Systems)
Reaktortyp	FB	FB	FB	FB	FB	WS	WS	Blasensäule
Stufen	3	4	4- 6	2	2	1	1	1
Druck in bar	30	25-70	1-70	70	18	86	20-60	70
Temperatur in °C	300-700	230-640	315-780	280-480	450	k. A.	400-500	340
Jahr	1980	1981	1974	1955	1974	1965	1980 (2008)	1976

Man unterscheidet prinzipiell:

2-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Katalysator fest):

- Festbett (FB)
- Wirbelschicht (WS)
- Beschichtete Waben

3-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest):

- Blasensäule (Slurry)

Eine Wertung dieser Systeme auf Basis kritischer Größen gibt die folgende Tabelle.

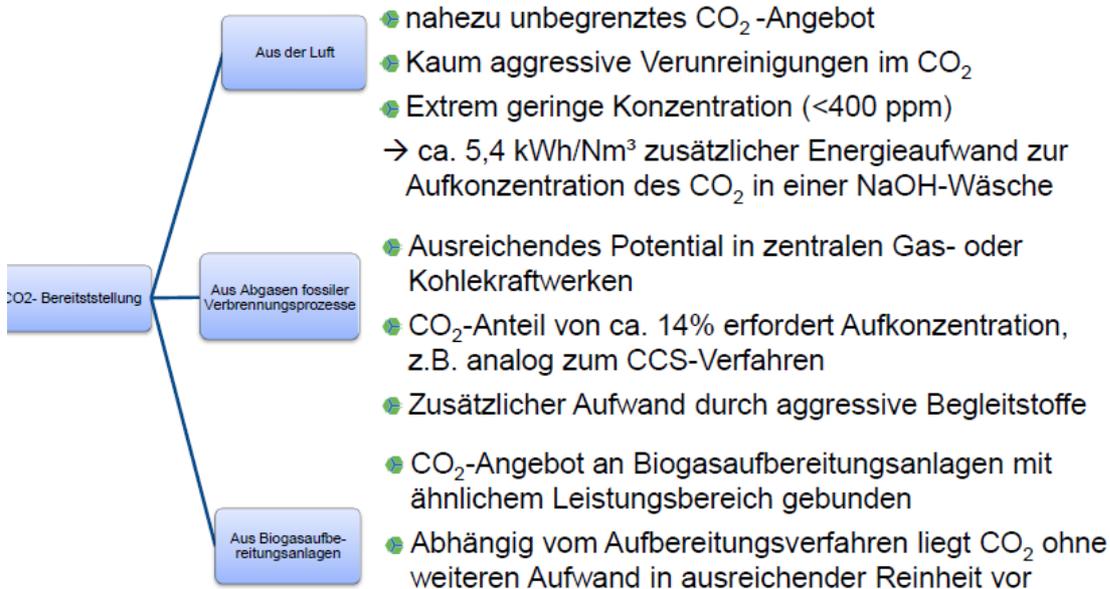
Tabelle 10: Vergleich der verschiedenen Methanisierungskonzepte [baj11]

Verfahren	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Blasensäule
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Wärmekontrolle	--	0	0	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelastung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+
Anzahl Reaktoren	- (---)	++	k. A.	++

Im intermittierenden und Teillastbetrieb fällt der Wirkungsgrad durch sich einstellende ungünstigere Betriebsbedingungen (Druck, Temperatur) und durch Gasverluste beim Abschalten durch Spülen der Anlage mit Inertgas zum Schutz der Katalysatoren.

Die Fluktationen sollten daher durch die Elektrolyse und einen vorgelagerten Speicher abgefangen werden.

Für das CO₂ als Reaktand in der Methanisierungsreaktion stehen Luft, Abgase fossiler Kraftwerke (ca. 14 %) und Biogasaufbereitungsanlagen als Quelle zur Verfügung.



Die Biogasanlagen stellen die attraktivste Quelle dar [sch11].

Durch Kopplung von Elektrolyse und Methanisierung mit seiner CO₂-Quelle sollen mögliche Synergien genutzt werden, um den energetischen Gesamtwirkungsgrad zu verbessern. Dies beinhaltet beispielsweise eine sinnvolle Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs (z.B. für die Vergasung, dann kein N₂ im Vergasungsgas) oder der bei der Methanisierung anfallenden Abwärme (ca. 280 °C).

Die Methanisierungsreaktion mit reinem CO₂ ist allerdings – im Gegensatz zur Wassergasreaktion bei der Kohle- oder Biomassevergasung – noch nicht Stand der Technik. Im Pilotmaßstab können Methanisierungsraten von 82% erreicht werden.

Kostenschätzungen für die Bereitstellung von SNG sind heute noch sehr vage. Geht man längerfristig von erreichbaren Investitionskosten um 1000 €/kW_{CH₄} aus [ste09], so ergeben sich Gestehungskosten, die bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} um 6 bis 10 €/GJ (2,1 bis 3,6 ct/kWh_{th}) über denjenigen von EE-Wasserstoff liegen. Für SNG ist dabei die Nutzung konzentrierter CO₂-Quellen angenommen. Bei sehr kostengünstigem Strom aus sonst nicht nutzbaren Überschüssen reduziert sich diese Kostendifferenz auf 4 bis 8 €/GJ (1,4 bis 2,9 ct/kWh_{th}) [bmu10].

4.4 Untertagespeicherung

Die Untertagespeicherung kann in Porenspeichern und Kavernenspeichern erfolgen

Kavernenspeicher sind künstlich erzeugte Hohlräume in tiefen Salzformationen, die durch kontrolliertes Auflösen des Salzes mit Wasser (Aussolung) geschaffen werden. Sie können eine Höhe von mehreren 100 Metern und einen Durchmesser von bis zu 80 Metern erreichen. Die physikalischen Eigenschaften der Salzschrift garantieren eine natürliche Dichtheit der Kavernen. Kavernenspeicher dienen neben dem saisonalen Ausgleich auch der Deckung kurzzeitiger Spitzenlasten im Gasverbrauch.

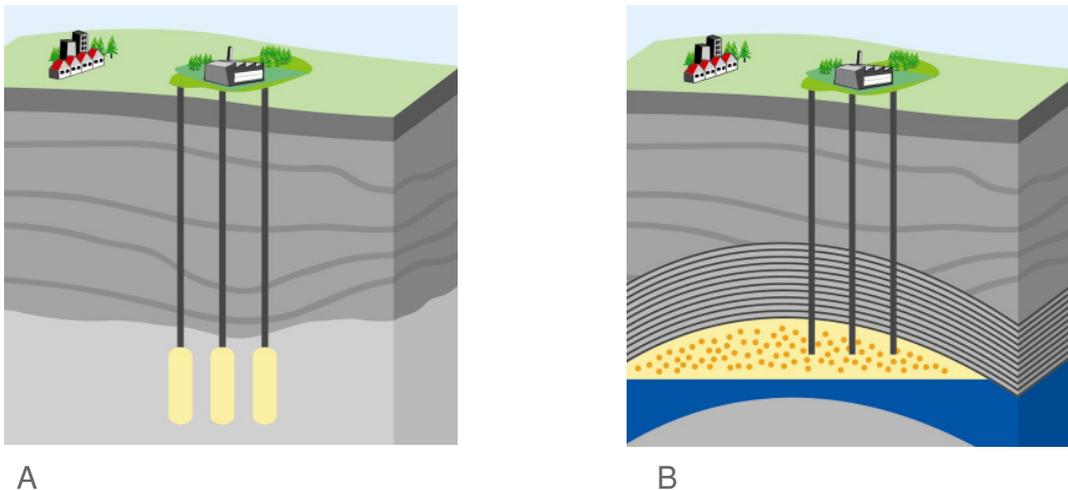


Abbildung 33: Schematische Darstellung eines Kavernen- (A) und Porenspeichers (B) (Quelle: RWE)

Porenspeicher nutzen die natürliche Porosität und Durchlässigkeit von Sandsteinschichten. Das Erdgas lagert sich in den Poren und Klüften des Sandsteins ein. Sowohl bereits erschöpfte ehemalige Erdgaslagerstätten als auch Aquifere eignen sich für diese Art der Speicherung. Aquifere sind ursprünglich mit Wasser gefüllte Gesteinsschichten, aus denen das Wasser durch Injektion von Erdgas verdrängt wird. Der Porenspeicher eignet sich aufgrund des großen Speichervolumens vorwiegend zur Abdeckung saisonaler Schwankungen.

Porenspeicher haben in der Regel eine größere Speicherkapazität und Kavernenspeicher zeigen eine größere Leistung bei der Ein- und Ausspeicherung, da der Transport nicht durch poröse Schichten geht.

Stand und Zukunft der Unterspeicher zeigt die folgende Abbildung.

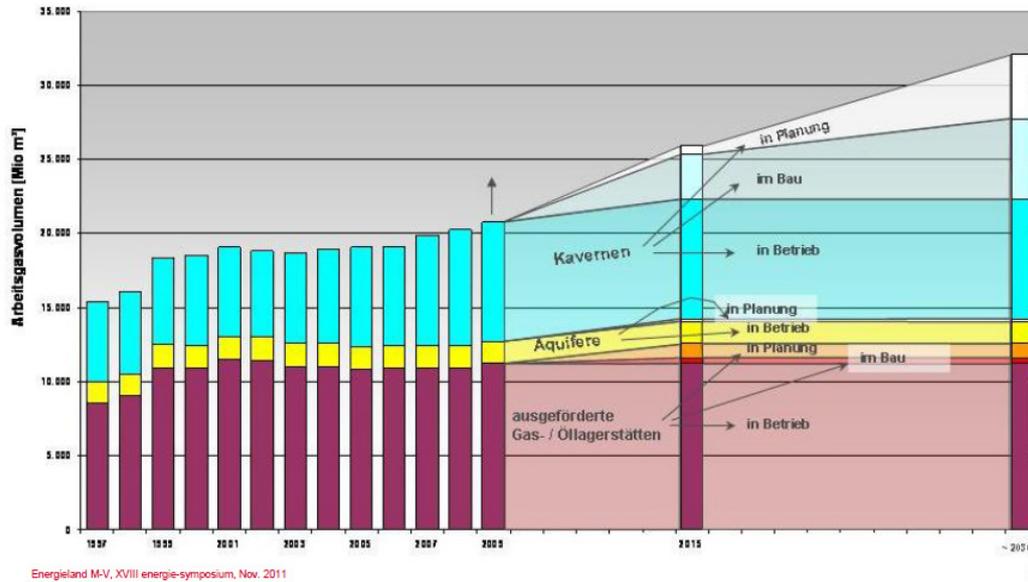


Abbildung 34: Kapazitäten deutscher Unterspeicher [hei11]

Die Kavernenlagerstätten liegen vor allem in Nord- und Mitteldeutschland.

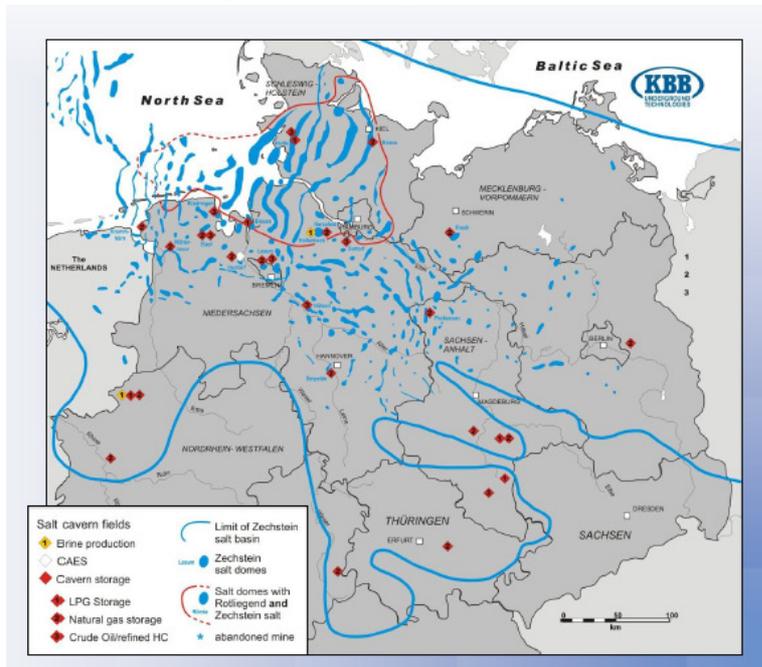


Abbildung 35: Salzkavernenspeicher in Nord- und Mitteldeutschland (Quelle: KBB)

Insbesondere die Kavernenspeicher sind aufgrund der extrem dichten Salzsichten auch für eine Wasserstoffspeicherung geeignet. Aufgrund der äußerst geringen Permeabilitätsraten im mit Wasser ausgelaugten Salzgestein (ca. $10^{-21}/m^2$) liegen die H₂-Verluste bei $< 10^{-2} \%/a.$. Das, obwohl der Wasserstoff ein extrem kleines Molekül ist und mit Wasserstoffdrücken in Untertagespeichern zwischen 100 und 200 bar gerechnet wird.

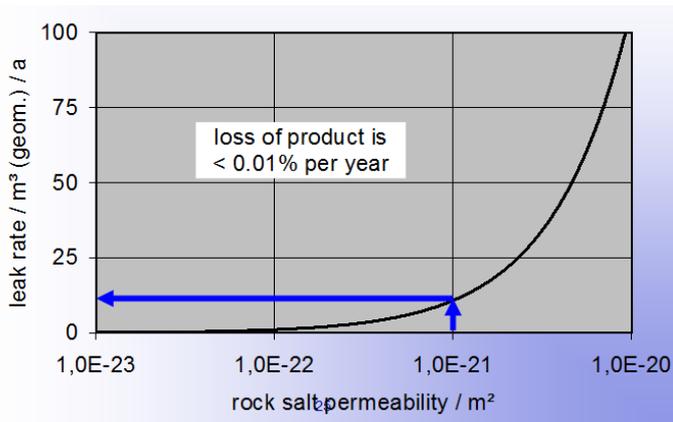


Abbildung 36: Leckraten von H₂ in Steinsalz [cro07]

Erfahrungen mit der Wasserstoffspeicherung liegen vor allem vor in England (ICI in Teesside, Yorkshire, Volumen: 210.000 m³ in etwa 400 m Tiefe) und in den USA (ConocoPhillips in Clemens Dome, Texas, Volumen: 580.000 m³ in etwa 1.000 – 1.200 m Tiefe sowie durch Praxair in Moss Bluff, Texas).

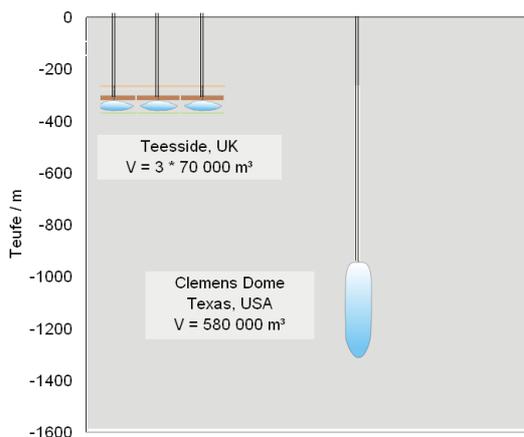


Abbildung 37: Tiefen/Größenprofil der H₂-Speicherkavernen in UK und USA, Kopf der H₂-Kaverne in Clemens Dome

In Deutschland wird in Bad Lauchstädt seit 30 Jahren ein Untergrund-Salzkavernenspeicher (ca. 1 Mrd. m³) mit Stadtgas (51 % H₂) betrieben. Ebenso werden in der Nähe von Kiel 32.000 m³ Stadtgas (62 % H₂) bei 80-100 bar in Salzkavernen gespeichert.

Neben der Erdgas-, Druckluft- und Wasserstoffspeicherung wird darüber hinaus in Deutschland die Diskussion geführt, vor allem Porenspeicher für die Lagerung von CO₂ aus CCS-Prozessen (CCS: carbon capture and storage) zu verwenden. Damit kommt dem Ausbaupotenzial möglicher Untertagespeicher in Deutschland eine strategische Schlüsselstellung zu.

Einen Größenvergleich mit Obertagespeichern zeigt die folgende Abbildung:

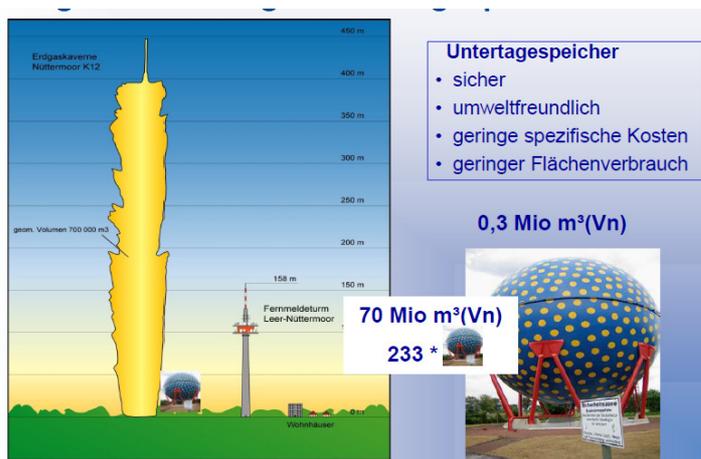


Abbildung 38: Größenvergleich von Untertage- und Obertagespeichern [har11]

Eine Studie von Stone [sto05] beschreibt die Kosten für ein 300 Mill. H₂ m³ Salzkavernenspeicher in 650 m Tiefe und kommt auf Kosten von 0.3 € per H₂ Nm³.

Da die Errichtung von neuen Salzkavernen in Abhängigkeit von der Größe etwa 2-10 Jahre dauert, muss mit bald mit dieser strategischen Entwicklung begonnen werden.

5 Ausgewählte Pilotprojekte

5.1 Wind-to-Hydrogen (Wind2H2) Project, Boulder, Colorado, USA

Das Wind2H2 Projekt wurde von 2007-2010 von dem U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) & Xcel Energy betrieben [iph11].

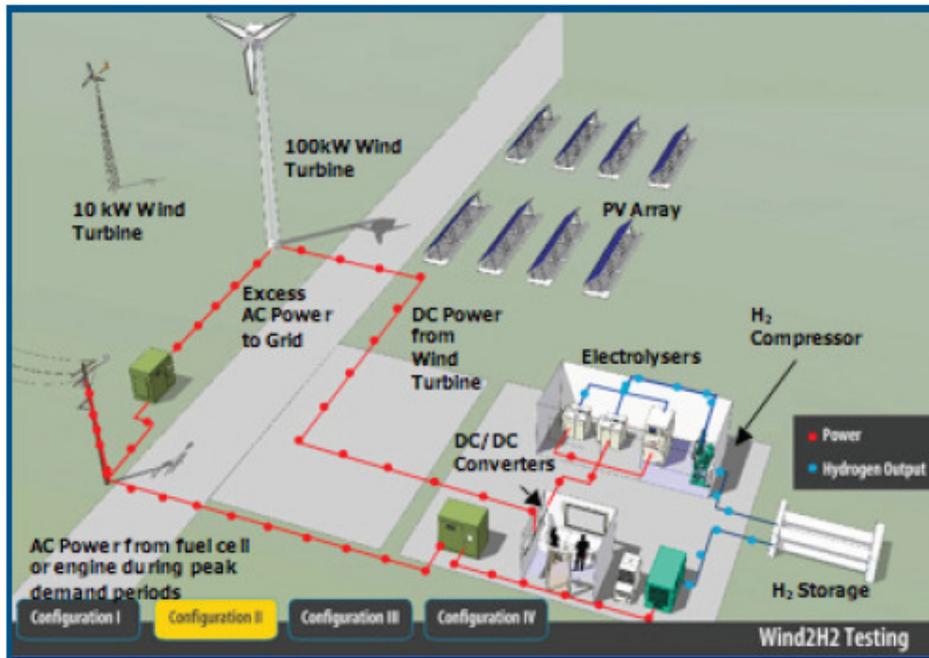


Abbildung 39: Schema des Wind2H2-Projekts

Schwerpunkt des Projekts war das Studium der Elektrolyzereffizienz in Verbindung mit 2 kleineren (100 kW und 10 kW) Windturbinen und der H₂-Kosten. Eingesetzt wurden ein 7-kW HOGEN 40RE proton PEM-Elektrolyser (2.25 kilograms H₂ per day) von Proton Energy Sys und von Teledyne HMXT-100 ein Alkalischer Elektrolyser (12 kg H₂/day).

Wie bereits in Abschnitt 4.1 beschrieben, lagen die Systemeffizienzen beim PEM-Elektrolyzer bei 57% HHV und die des Alkalischen Elektrolyser bei 42 % HHV, mit 50 % HHV im *best load point*, also wenig befriedigend.

Es wurde abgeschätzt dass bei einer Systemoptimierung die H₂-Herstellungskosten über einen large-scale Wind-Elektrolyser-Pfad bei \$6.25/kg bis \$5.83/k liegen würden.

5.2 Utsira Wind Power and Hydrogen Plant

Das Utsira Wind Power and Hydrogen Plant Projekt wurde von 2004-2008 von Statoil ASA & Enercon GmbH auf der Insel Utsira in Norwegen betrieben [iph11-a].

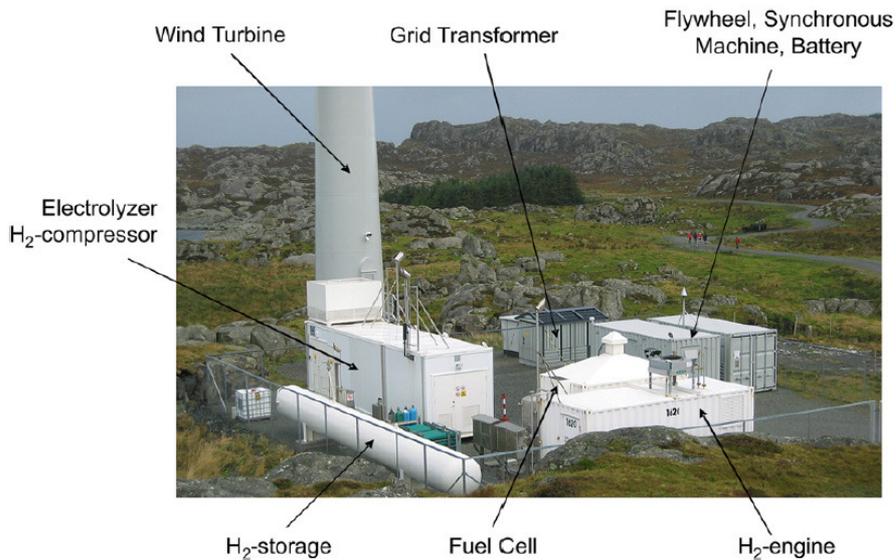


Abbildung 40: Abbildung des Utsira Wind Power and Hydrogen Plant

Zwei Enercon E40 Windturbinen (je 600 kW) wurden installiert. Eine Turbine war mit dem externen Netz verbunden. Die andere Turbine wurde verbunden mit

- einem Flywheel, 5 kWh capacity and a 100 kVA master synchronous machine
- einem 10 Nm³/h Hydrogen Technologies Elektrolyser mit Max. Last von 48 kW,

Der erzeugte Wasserstoff wurde mit einem 5 kW Hofer Kompressor auf 200 bar komprimiert und in einem 2,400 Nm³ H₂-Druck Container gespeichert.

Eine 55 kW MAN ICE und eine 10 kW IRD PEMFC verstromten den Wasserstoff bei Bedarf.

Abschätzungen ergaben, dass man mit einem solchen System bei weiteren Verbesserungen in 5 – 10 Jahren gegenüber Wettbewerbssystem (diesel or combined wind and diesel generators) wettbewerbsfähig sein kann.

5.3 Sahara Wind-Hydrogen Project

Das Sahara Wind-Hydrogen Project wurde 2007 für 4-5 Jahre durch die Sahara Wind Inc. (Marokko) unter Beteiligung von Mauritania, U.S., Germany, Turkey und France gestartet [iph11-b]. Das Sahara Wind-Hydrogen Project läuft als NATO Science for Peace and Security Projekt (SfP-982620).

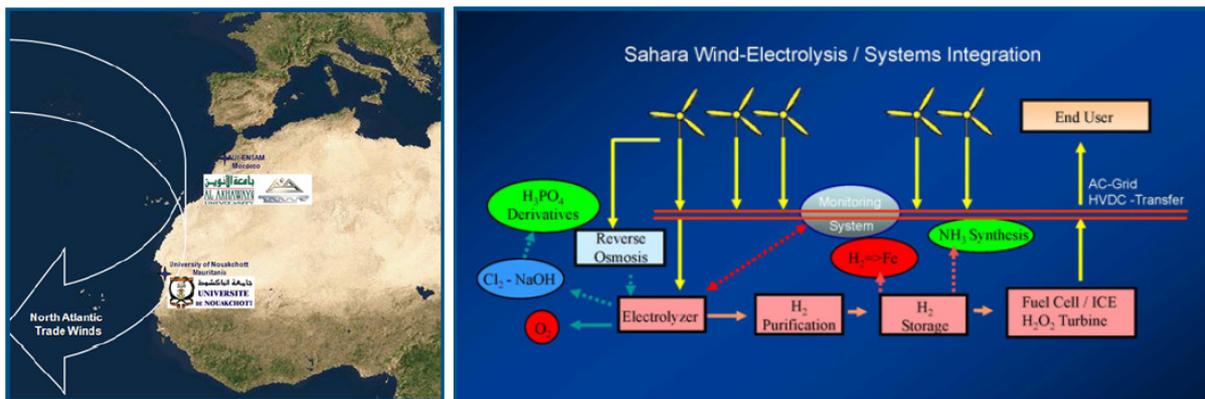


Abbildung 41: Schema des Sahara Wind-Hydrogen Project unter Nutzung der North Atlantic Trade Winds

Ziele des Projekts sind:

- Use electrolyzers as a stabilizer in weak electricity grids.
- Co-develop wind-electrolyser systems for local conditions.
- Map regional wind resource potential.
- Build “Green Campus Concepts” with hydrogen storage.
- Develop integrated wind electrolysis applications within the region’s

In der ersten Stufe wird das Konzept als “Green Campus oncepts” an mehreren Universitäten in Marocco and Mauritania für Demo- und Ausbildungszwecke evaluiert. Mehrere kleine Windturbinen (5 kW) speisen das Netz und einen 30 kW Alkalischen Druckelektrolyser (12 bar). Der Wasserstoff wird in 12 bar-Zylindern gespeichert und bei Bedarf in einer 1,2 kW PEMFC verstromt.

Es wird versucht, mit größeren Systemen in der Zukunft einen Betrag zur Energieversorgung Marokkos (~5.000 MW) und Mauritaniens (~120 MW) unter Einbeziehung der nationalen Industrien zu leisten.

5.4 Windgas – Greenpeace

Der Grünstromanbieter Greenpeace Energy bietet seinen Kunden ab Herbst 2011 unter dem Namen „Windgas“ einen Erdgastarif an, indem ein Beitrag von 0.4 Ct/kWh zur Förderung der Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom enthalten ist. Nach Errichtung erster Elektrolyseanlagen soll der Wasserstoff ab dem Jahr 2012 in das Erdgasnetz eingespeist werden.

5.5 Hybridkraftwerk Enertrag

Gemeinsam mit dem französischen Mineralölunternehmen Total und dem Energieversorger Vattenfall errichtet das Energieunternehmen Enertrag in im Prenzlau (Brandenburg) ein Hybridkraftwerk, in dem die Energiequellen Wind, Wasserstoff und Biogas zu einem Verbund vernetzt werden.



Abbildung 42: Anlagenkonfiguration für eine netzgerechte Stromversorgung, Anlage Enertrag in Prenzlau

Der in drei Windturbinen (je 2 MW) erzeugte Strom wird anteilig zur Herstellung von „grünem“ Wasserstoff über einen 500 kW Elektrolyser eingesetzt. Dieser wird dann zwischengespeichert und in Zeiten hoher Nachfrage und geringem Windenergieangebot in einem Wasserstoff-Biogas-Blockheizkraftwerk (350 kW) zur Strom- und Wärmeproduktion gewandelt.

5.6 E-Gas - AUDI

Im Auftrag der Audi AG errichtet die SolarFuel GmbH eine industrielle Pilotanlage zur Umwandlung von Ökostromüberschüssen in erneuerbares Erdgas, von Audi „e-gas“ genannt. Die Grundlagen des Verfahrens stammen vom Forschungsinstitut ZSW und dem Fraunhofer IWES. Seit dem Sommer 2011 ist eine Versuchsanlage mit 250 Kilowatt Eingangsleistung am ZSW in Stuttgart im Bau, die Mitte 2012 in Betrieb gehen soll [zsw]. Die hier gesammelten Erkenntnisse fließen dann in eine deutlich größere Audi-Anlage am Standort Werlte des Energieversorgers EWE AG ein. Diese Anlage hat Tagesproduktion von ca. 3.900 m³ SNG/d. Die elektrische Anschlussleistung beträgt 6,3 Megawatt. Mit der in der Pilotanlage erwarteten Gasmenge können 1.500 Audi A3 TCNG jeweils 15.000 Kilometer pro Jahr fahren. Käufer des Erdgas-Audi A3 TCNG (2013) können dann auch auf Langstrecken klimaneutral fahren.

Nach Angaben von SolarFuel soll die Speichertechnik 2015 mit ca. 20 MW serienreif sein. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom in Methan ohne Wärmenutzung liege bei über 60 Prozent. Die anfallende Wärme könne wie bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt werden [blo11].

5.7 Verbundprojekt Wind-Elektrolyse-H2 Untertagespeicher

Innerhalb der gemeinsamen (BMW, BMU und BMBF) Förderinitiative „Energiespeicher“ wird ein Leuchtturmprojekt in der Größenordnung von ca. 80 Mil. EUR gefördert werden, das sich als Demovorhaben der Realisierung eines Wind – Elektrolyse - H2-Untertagespeicher Komplexes widmet. Eine genauere Beschreibung des Projekts kann erst mit der Förderbekanntgabe Ende 2011/Anfang 2012 erfolgen.

6 Wasserstoffbedarf

6.1 Wasserstoff für die Speicherung regenerativer Energien

Basierend auf Daten diverser deutscher Untersuchungen und Studien wird in [\[bmw09\]](#) eine Abschätzung der benötigten Reserve- und Regelleistung bis 2025 vorgenommen. Demnach wird in 2025 im Maximum ein zusätzlicher positiver (Einspeisung gespeicherter Energie ins Netz) Regel- und Reserveleistungsbedarf zwischen 10,5 und 8,0 GW und ein zusätzlicher negativer (Speicherung von regenerativem Überschussstrom) Regel- und Reserveleistungsbedarf zwischen 8,6 und 6,8 GW erwartet.

Es werden mit 10 %, 25 % bzw. 50 % für den Anteil der H₂-Speicher an der Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung (Leistungsanteil) drei Szenarien bis zum Jahr 2025 angenommen. Zum Vergleich: Die heute in Deutschland verfügbare positive und negative Regel- und Reserveleistung durch Elektroenergiespeicher beträgt nach VDE ca. 6 % der installierten Kraftwerksleistung. Als Anlagengröße für ein H₂-Speicherkraftwerk wird von 500 MW zur Ein- als auch Ausspeicherung ausgegangen. Pro Speicherkraftwerk werden 125 Elektrolyseure mit einer Produktionskapazität von 890 Nm³/h benötigt, wenn der Energieverbrauch bei 4,5 kWh/Nm³ H₂ liegt. In der folgenden Tabelle sind die drei Szenarien zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 11: Bedarfsszenarien für H₂-Speicherkraftwerke und Elektrolyseuren angelehnt an [\[bmw09\]](#)

Szenario	Leistungs- anteil	Positive Regel- /Reserveleistung [GW]	Negative Regel- /Reserveleistung [GW]	H ₂ - Speicher- kraftwerk	Anzahl Elektrolyseure @ 890 Nm ³ /h
1	10 %	1,05 - 0,8	0,86 - 0,68	1 - 2	125 - 250
2	25 %	2,63 - 2,0	2,15 - 1,7	4 - 5	500 - 625
3	50 %	5,25 - 4,0	4,3 - 3,4	8 - 10	1000 -1250

Es muss aber auch betont werden, dass das dargestellte Szenario (10 %, 25 % und 50 % der Regel/Reserveleistungen werden über H₂-Speicherkraftwerke abgefangen) sowohl durch indirekte Nutzung in Gasleitungen als H₂ oder Methan als auch durch andere Speichertechnologien (Pumpspeicher, CAES) getragen werden kann. Insofern geben die Zahlen von Tabelle 11 nur eine erste Näherung.

Die oben dargestellten Daten wurden deutschlandweit ermittelt. Aufgrund unterschiedlicher Verteilung der Standorte regenerativen Energieerzeuger in Deutschland gibt es regionale Unterschiede. Im Raum Hamburg/Schleswig- Holstein wird z.B. 2020 mit einem Überschussstrom von etwa 1-4 TWh/a gerechnet; bis zu 20 % des dort erzeugten Windstroms sind nicht nutzbar [böl10]

6.2 Wasserstoff für den Verkehr

Die im Auftrage des BMVBS erarbeitete GermanHy Studie [den09] hat die Quellen von Wasserstoff für den Verkehrssektor in den Etappen 2030 und 2050 abgeschätzt. Dies erfolgte auf der Basis von drei Szenarien („moderate Entwicklung“, „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“) unter Berücksichtigung von Randbedingungen wie Ressourcenverfügbarkeit, Energieeffizienz, Kosten, CO₂-Minderungspotenzial und Importabhängigkeit.

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie in Bezug auf die H₂-Quellen sind [bün08]:

- Wasserstoff kann bis 2050 im Verkehrssektor einen großen Teil des Energiebedarfs abdecken (Szenario „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ bis zu 23 %, und „Ressourcenverfügbarkeit“ bis zu 40 %).
- Zur Herstellung von Wasserstoff wird ein Primärenergiemix verwendet; kurzfristig Nebenprodukt-Wasserstoff, Erdgasreformierung on-site und Biomassevergasung sowie langfristig Kohle und Windenergie über Elektrolyse.
- Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wasserstofferzeugung kann im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ bis 2050 auf > 60 % gesteigert werden. Mit EE-Importen ist eine noch höhere Quote möglich.
- Wind ist wegen der hohen Potenziale längerfristig die bedeutendste EE-Ressource für Wasserstoff.

Den Anteil der unterschiedlichen Primärenergiequellen in den drei Szenarien gibt die folgende Abbildung wieder.

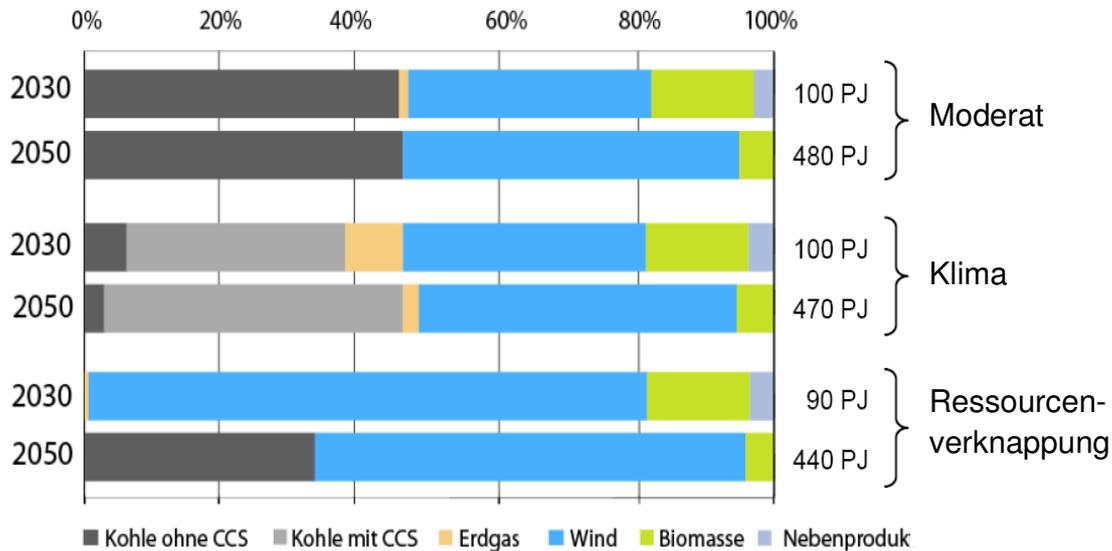


Abbildung 43: Anteile der Primärenergieträger an der Wasserstoffproduktion 2030 und 2050 in den drei Szenarien der GermanHy-Studie [bün08]

Die wesentlichste regenerative Primärenergiequelle des Wasserstoffs in allen drei Szenarien ist die Windenergie. Über den Herstellungspfad Windenergie/Elektrolyse soll eine Wasserstoffmenge von mindestens 35 PJ H₂/a (2030, „Klima“) und maximal 275 PJ H₂/a (2050, „Ressourcen-Verknappung“) generiert werden. Den dafür notwendige Bedarf an Elektrolyseuren zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 12: H₂-Bedarf nach den drei GermanHy- Szenarien und dafür notwendige Anzahl kleiner und großer Elektrolysemodule (kleines/großes Modul: 220 bzw. 890 Nm³/h)

Szenario	2030 H ₂ -Bedarf	2030 Anzahl Module	2050 H ₂ -Bedarf	2050 Anzahl Module
Moderat	36 PJ/a 3,33 Mrd. Nm³	Klein: 2.523 x <i>oder</i> Groß: 624 x	233 PJ/a 21,55 Mrd. Nm³	Klein: 16.326 x <i>oder</i> Groß: 4.036 x
Klima	35 PJ/a 3,24 Mrd. Nm³	Klein: 2.455 x <i>oder</i> Groß: 607 x	218 PJ/a 20,17 Mrd. Nm³	Klein: 15.280 x <i>oder</i> Groß: 3.777 x
Ressourcen- Verknappung	73 PJ/a 6,75 Mrd. Nm³	Klein: 5.114 x <i>oder</i> Groß: 1.264 x	275 PJ/a 25,44 Mrd. Nm³	Klein: 19.273 x <i>oder</i> Groß: 4.764 x

Umrechnungsfaktor: 3,6 PJ = 0,333 Mrd. Nm³ H₂, bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff

6.3 Wasserstoff für die Speicherung regenerativer Energien und den Verkehr

Die Bedarfszahlen für den Wasserstoff zur Speicherung regenerativer Energien und für den Verkehrssektor dürfen nicht additiv verstanden werden. Ein Teil des „stationären“ Wasserstoffs wird sicher auch im Verkehr und damit nicht als Brennstoff für Gasturbinen oder KWKs genutzt werden.

Die Bedarfszahlen in

Tabelle 12 und Tabelle 11 zeigen, dass die Elektrolyseure sowohl für den Transportsektor (Szenario Moderat und Klima) als auch für die Elektrizitätswirtschaft (Szenario 2) mit ca. 625 großen (~ 900 Nm³/h) Elektrolyseren für den Zeitraum 2025 - 2030 in vergleichbarer Größenordnungen liegen, d.h. es werden ca. 1250 große Elektrolyseure gebraucht. Dies ist auf der Basis der heute verfügbaren Elektrolysekapazitäten nicht annähernd möglich.

Im Elektrolysebereich herrscht ein enormer Nachholbedarf sowohl im F&E- als auch im Produktionsbereich. Damit ist die Elektrolyse eine Schlüsseltechnologie in der Wasserstoffökonomie. Sollte die Elektrolyseproblematik nicht gelöst werden, sind die in dieser Studie zu diskutierenden Vektorpfade nur von akademischer Natur, denn die Elektrolyse steht in der Wasserstoffkette an erster Stelle.

7 Zusammenfassende Diskussion

Der starke Ausbau elektrischer erneuerbarer Energien mit min. 35 % (2020) und min. 50 % (2030) macht den Ausbau der Speicherung zur vollständigen Nutzung (keine Abregelung von Windturbinen) und Stabilisierung der Stromversorgung im Mix mit Regel/Reservekraftwerken und dem Netzverbund notwendig.

Von den Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk (PSKW), Compressed Air Energy Storage (CAES), Compressed Hydrogen Energy Storage (CHES) und dem Power-to-Gas Konzept (Einspeisung von H₂ oder Synthetic Natural Gas SNG in das Erdgasnetz) kommen für die zu speichernden Energiemengen im großen GWh- und TWh-Bereich nur die CHES (sehr hohe Energiedichte, kleines Speichervolumen) und die Power-to-Gas Technologie (Nutzung der großen Erdgasinfrastruktur) in Frage.

An erster Stelle der Nutzung der regenerativen Elektroenergie steht die Direktnutzung von Elektroenergie; ist das nicht möglich, erfolgt eine Zwischenspeicherung als

statische mechanische Energie (PSKW, CAES) bzw. chemische Energie (CHES auch mit Nutzung mechanischer Energie bis 200 bar H₂ sowie Power-to-Gas).

Bei der chemischen Energiespeicherung ist der erste technologische Schritt nach der regenerativen Erzeugung die Wasserstofferzeugung durch Wasserelektrolyse. Der technologische Stand und die Produktionskapazitäten an Elektrolyseren weltweit und in Deutschland lassen die geplanten Wasserstoffspeicherkonzepte nicht zu. Der Elektrolyser ist z.Zt. mit einer praktischen Effizienz um 60 % (siehe zur Effizienz S. 46) und den niedrigen Produktionsraten ein Nadelöhr. Ein umfangreiches F&E Programm ist notwendig.

Der Wasserstoff kann von A nach B transportiert und am Ort B rückverstromt oder anderweitig genutzt werden. Der Transport kann als reiner Wasserstoff erfolgen (Rohrleitungen, Tankwagen oder Flaschenbündel) oder als Erdgas/H₂-Gemisch (Rohrleitungen).

Der Wasserstoff kann auch am Ort A in *chemische Wasserstoffträger* (z.B. Methan, Methylzyklohexan, Carbazol, Methanol, Ammoniak, etc.), vorzugsweise jedoch flüssige Träger umgewandelt und dann nach B transportiert werden. Am Ort B wird der Träger zu Wasserstoff dehydriert, ev. verstromt bzw. anderweitig genutzt.

Entscheidend für die Wahl der Varianten sind ökonomische und technische Gesichtspunkte. Die Energie-Vektorisierung wird in erster Linie über den Stromtransport (Elektronen) von A nach B realisiert. Über große transozeane Entfernungen wird die Energie jedoch aus technischen und Kostengründen über den Wasserstoff bzw. chemische Wasserstoffträger transportiert werden. Die Wasserstoffvarianten werden dann bevorzugt, wenn Flüssig-Infrastrukturen aus Volumengründen vorteilhaft sind und wenn das Transportmedium gleichzeitig auch Arbeitsmedium der Anwendung am Punkt B ist, wie z.B. H₂ oder Methanol in der BZ-Anwendung. Ein großer Vorteil der Wasserstoffvarianten ist jedoch die Speicherfähigkeit der Transportmedien, was z.T. den Nachteil der reduzierten Effizienz infolge der Wandlungsprozesse kompensiert.

Wenn Transport- und Arbeitsmedien gleich sind, liegt die Wahl zwischen den Varianten elektrisch oder Wasserstofftransport (rein oder chemisch gebunden) vor allem in den Kosten- und Effizienzunterschieden der zentralen und on-line Herstellung des Wasserstoffs bzw. der chemischen Wasserstoffträger.

Die Einspeisung von bis zu 5 % ist heute nach DVGW AB G 260 möglich. Höhere Anteile bis zu 10 % und auch mehr sollen technisch möglich sein. Darüber hinaus muss eine Methanisierung des Wasserstoffs mit CO₂ erfolgen. Die Methanisierungsreaktion mit reinem CO₂ ist allerdings – im Gegensatz zur Wassergasreaktion bei der Kohle- oder Biomassevergasung – noch nicht Stand der Technik. Im Pilotmaßstab können Methanisierungsraten von 82% erreicht werden.

Am Punkt B werden die Transportmedien in der Regel zu Arbeitsmedien. Der **Wasserstoff** wird entweder in seiner Speicherfunktion in GuD Kraftwerken gemischt mit Erdgas oder in Brennstoffzellen rückverstromt, energetisch für den Verkehr bzw. den Wärmemarkt oder stofflich hauptsächlich für industrielle Anwendungen (Chemie, Stahlindustrie) genutzt.

Im Prinzip gilt gleiches auch für den **H₂-Erdgas- und SNG-Erdgas-Mix**, d.h. am Ort B Rückverstromung in GUD Kraftwerken, energetische Nutzung für den Verkehr (Erdgasfahrzeuge) bzw. den Wärmemarkt oder stoffliche Nutzung hauptsächlich für die Chemie und Stahlindustrie.

Ein entscheidender Faktor für die Nutzung der regenerativ erzeugten Elektroenergie sind die Wirkungsgrade der Vektorisierungspfade.

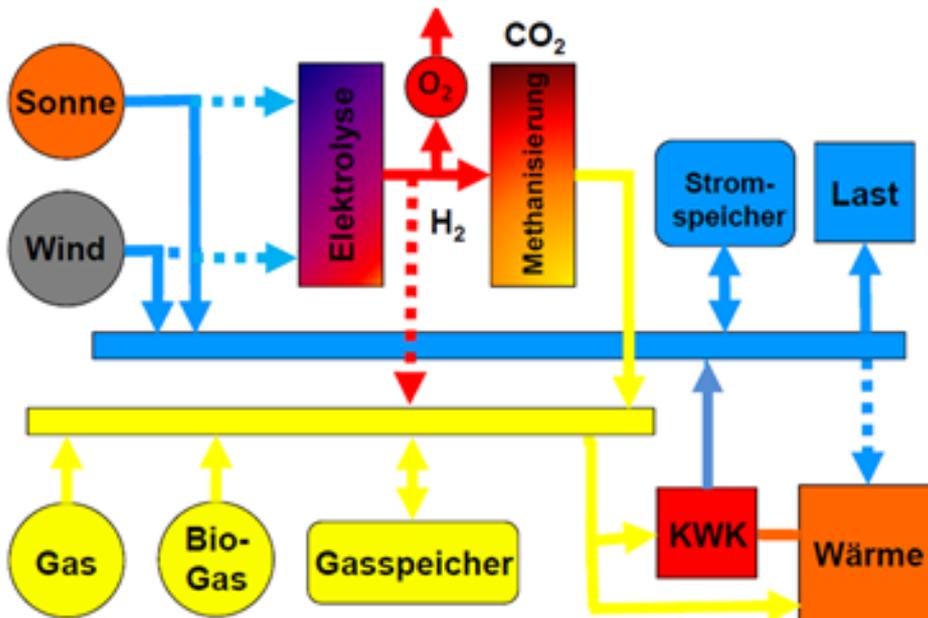


Abbildung 44: Vektorisierungspfade regenerativer Elektroenergien (Quelle: M. Kleimaier)

- Elektroenergie Fernübertragung mit direkter Nutzung < 95 %
- Pumpspeicher (Rückverstromung) < 80 %
- CAES (Rückverstromung) < 55 %
- Adiabatisch CAES (Rückverstromung) < 70 %
- H2-Erzeugung und Speicher (stoffliche Nutzung) < 60 %
- H2-Erzeugung, Speicher und Rückverstromung in dezentralen KWK-Anlagen mit Wärmenutzung < 55 %
- Methan-Erzeugung und Speicher (stoffliche Nutzung) < 50 %
- Methan-Erzeugung, Speicher und Rückverstromung in dezentralen KWK-Anlagen mit Wärmenutzung < 45 %
- H2-Erzeugung, Speicher und Rückverstromung (GuD) < 40 %
- Methan-Erz., Speicher und Rückverstromung (GuD) < 30 %

Der Wirkungsgrad ist aber nicht der einzige wichtige Parameter. Wirtschaftliche Überlegungen entscheiden über den Vektorpfad. Die Entscheidung darüber, ob der aus überschüssigem Ökostrom erzeugte Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr, Rohstoff in der Industrie, für die Rückverstromung in einem Wasserstoff-GuD-Kraftwerk oder die direkte Einspeisung in das Erdgasnetz genutzt wird, ist von wirtschaftlichen Überlegungen bestimmt.

Dort wo Wasserstoff seinen Charakter als hochwertiger Energieträger entfalten kann, etwa als Kraftstoff (1 kg \approx 11 Nm³ H₂: ca. 100 km FCEV) und in bestimmten industriellen Anwendungen, wird ein höherer Preis erzielt werden können. Erst wenn von höherwertigen Applikationen keine Nachfrage mehr besteht, wird eine Rückverstromung oder eine Einspeisung in das Erdgasnetz interessant. Maßstab im Fall einer Rückverstromung ist beispielsweise der Spitzenstrompreis, bei Einspeisung ins Gasnetz ist es der aktuelle Großhandelserdgaspreis oder ein höherer Preis, der für regeneratives Erdgas, etwa aus Biogas, vergütet wird [alb11].

Die hohen Kosten und niedrigen Wirkungsgrade geben den aufgeführten Technologien bei normalen ökonomischen Betrachtungen heute keine Chancen. Man muss jedoch berücksichtigen, dass in diese Technologien nur der Strom eingeht, der unter normalen Bedingungen abgeregelt wird, d.h. Null wäre.

Man muss allerdings auch im Kontext ökonomischer Betrachtungen berücksichtigen, dass bei konsequenter Nutzung nur der Überstromkapazitäten, der Ausnutzungsgrad der Anlagen zu gering ist.

In einem Optimierungsverfahren wird man sicher die Grenze für den Nutzungseinstieg in die Speichertechnologien niedriger festlegen, wie das in der folgenden Abbildung schematisch in „Rot“ dargestellt ist.

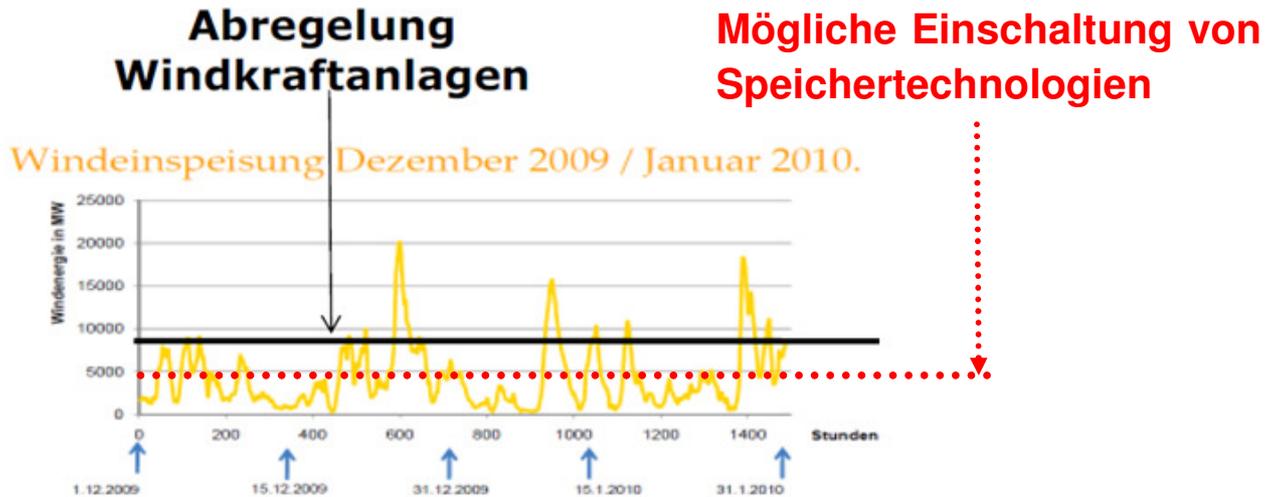


Abbildung 45: Beispiel einer Abregelung von Windkraftanlagen (nach DENA)

Für die Speicherung von regenerativer Überschussenergie, d.h. für die „Energiespeicherdienstleistung“ müssen tragfähige Marktbedingungen geschaffen werden, da die Speicherung sehr kostenintensiv ist, sich aber als reines Leistungsmodell nicht wirtschaftlich darstellen lässt [alb11].

8 Literatur

- [alb10] - U. Albrecht, 10. Jahrestagung Netzwerk H2&BZ NRW, Düsseldorf, 9.12.10
- [alb11] - U. Albrecht, Dow Jones Energy Weekly, Freitag, 24. Juni 2011 | Nr. 25
- [baj11] - S. Bajohr, M. Götz, F. Graf und F. Ortloff, Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, GWF Gas, Erdgas 152, Apr.2011, S.120
- [bmw09] - Smolinka, T., Nicolai, Steffen, Krüger, S. (2009) Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. Auftragsstudie des BMWi, <www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=320676.html?view=renderPrint>, letzter Zugriff 10. April 2010.
- [bmu10] - BMU, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - „Leitstudie 2010“, BMU - FKZ 03MAP146
- [blo11] - www.Blogenergieszene.de, 13. Mai 2011
- [bö110] - Ludwig Bölkow Stiftung, Studie „Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein“, April 2010
- [coo06] - Cooper A, Pez GP, Abdourazak A, Scott AC, Fowler D, Wilhelm FC, et al. Annual progress report DOE hydrogen program 2006, http://www.hydrogen.energy.gov/annual_progress06.html; 2006.
- [cro07] - F.Crotogino, R. Hamelmann, Stralsund 8.11.07
- [diw11] - W. Diwald, DWV-Beiratssitzung vom 20.10.11
- [gru06] - H. Grube, K. Stolzenburg, CUTE-Congress Hamburg, 2006
- [har11] - W. Hartmann, Stralsund, 3.11.11

-
- [hei11] - K. Heikrodt, Stralsund, 3.11.11
- [iph11] - IPHE Renewable Hydrogen Report], Wind-to-Hydrogen (Wind2H2) Project, 2011, http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Wind2H2.pdf, letzter Aufruf: 20.11.11
- [iph11-a] - IPHE Renewable Hydrogen Report], Utsira Wind Power and Hydrogen Plant, 2011, http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Ustira.pdf, letzter Aufruf: 20.11.11
- [iph11-b] - IPHE Renewable Hydrogen Report], Sahara Wind-Hydrogen Development Project, 2011, http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_SaharaWind.pdf, letzter Aufruf: 20.11.11
- [kop10] - Kopyscinski, J.: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. Paul Scherrer Institut; Fuel, 89 (2010) 8, S. 1763–1783.
- [low09] - Lowesmith, B., Abschlussmeeting NATURALHY, Groningen, 19.11.09
- [pez06] - Pez GP, Scott AR, Cooper AC, Cheng H. US Pat, 7,101,530; 2006.
- Pez GP, Scott AR, Cooper AC, Cheng H, Wilhelm FC, Abdourazak A. US Pat 7,351,395; 2008.
- [sch11] - Ph. Schmitt, B. Gross, Alternative Energiespeicherung, REGWA Stralsund, 2011
- [sie11] - Siemens, E. Wolf, IRES 2010
- [smo11] - T. Smolinka, J. Garcke „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2011
- [spe98] - M. Specht, A. Bandi, Forschungsverbund Sonnenenergie Themen, 1998/99, S. 59
- [sru11] - Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Januar 2011
- [ste09] - M. Sterner: „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems.“ Dissertation an der Universität Kassel, University press, Kassel, 2009.

- [sto07] - Stone H.B.J., Veldhuis I., and Richardson R.N, An Investigation into Large-Scale Hydrogen Storage in the UK, Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC 2005, Istanbul, Turkey, 13-15 July 2005
- [zsw11] - Verbundprojekt „Power-to-Gas“, http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/Power-to-Gas_ProjektinfoZSWIWESSolarFuel.pdf, letzter Zugriff: 20.11.11