



Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende

Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige
und ökonomische Wasserstoffversorgung

Impressum

Herausgeber	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) Institut für Solarforschung Linder Höhe 51147 Köln Telefon: +49 2203 601 2673 E-Mail: martin.roeb@dlr.de
beteiligte Institute	Institut für Solarforschung Institut für Technische Thermodynamik Institut für Vernetzte Energiesysteme
Autoren	Dr. Martin Roeb Dr. Stefan Brendelberger M. Sc. Andreas Rosenstiel Dr. Christos Agrafiotis Dipl.-Ing. Nathalie Monnerie Dr. Vishnu Budama Dipl.-Chem. Nadine Jacobs
Redaktion	Heinke Meinen
Veröffentlichung	1. Auflage September 2020

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 1	Einleitung.....	5
Kapitel 2	Wasserstoffherzeugung.....	8
2.1	Verfahren der Wasserstoffproduktion durch Wasserspaltung.....	9
2.1.1	Elektrolyse: Wasserstoff aus erneuerbarem Strom.....	9
	Alkalische Elektrolyse.....	10
	PEM-Elektrolyse.....	10
	Hochtemperaturelektrolyse.....	11
	Potenzial.....	12
2.1.2	Thermochemische Kreisprozesse: Wasserstoffproduktion aus solarer Hochtemperaturwärme.....	14
	Solare Metalloxidredox-Kreisprozesse.....	14
	Schwefelkreisprozesse für die Wasserstoffherzeugung.....	16
2.1.3	Photo-elektrochemische und photokatalytische Wasserspaltung.....	18
2.1.4	Photobiologische Wasserspaltung.....	20
2.2	Verfahren der Wasserstoffgewinnung aus organischen Verbindungen.....	20
2.2.1	Thermochemische Umsetzung organischer Verbindungen.....	20
	Reformierung von Kohlenwasserstoffen.....	21
	Solare Reformierung von Erdgas.....	21
	Pyrolyse und Vergasung von Kohle/Biomasse und kommunalen Abfällen.....	22
	Solarunterstützte Vergasung.....	23
	Methancracken.....	23
Kapitel 3	Transport und Speicherung.....	24
3.1	Konzepte für den Transport nach Deutschland.....	24
3.1.1	Globaler Wasserstofftransport per Tankschiff.....	24
3.1.2	Wasserstoff-Distribution zum Verbraucher.....	25
3.2	Saisonale Speicherung in Kavernen.....	27

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 4 Potenziale, Skalierbarkeit und Perspektiven..... 29

- 4.1 Länder- und regionspezifische Randbedingungen..... 29
 - 4.1.1 Solarthermie.....29
 - 4.1.2 Photovoltaik..... 30
 - 4.1.3 Wind..... 31
 - 4.1.4 Geothermie..... 32
 - 4.1.5 Wasserkraft..... 33
 - 4.1.6 Biomasse..... 33
- 4.2 Entwicklungsstufen abhängig von den benötigten Mengen..... 34

Kapitel 5 Roadmap und Empfehlungen..... 36

Literaturverzeichnis..... 38

Wasserstoff-Einsatzfelder..... Teil 2

Wasserstoff als Schlüssel zur
Sektorenkopplung.....Teil 2

Technische Sicherheit und Infrastruktur....Teil 2

Verfügbarkeit kritischer Materialien
und umweltrelevante Implikationen..... Teil 2

Kapitel 1 Einleitung

Gegenwärtig werden etwa 80 Prozent des weltweiten Energiebedarfs über die fossilen Brennstoffe Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt.^[1] Die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger, insbesondere das Treibhausgas CO₂, sind die Hauptursache für die globale Erwärmung durch den anthropogenen Treibhausgaseffekt. Wird die Emission von Treibhausgasen nicht drastisch reduziert, werden die Auswirkungen auf das Klima und damit das Leben auf der Erde laut fast aller anerkannten Studien katastrophale Dimensionen erreichen.^[2] Die starke Begrenzung von CO₂-Emissionen – in vielen Bereichen sogar deren vollständige Vermeidung – ist also essentiell, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf weniger als 1,5 °C zu erreichen.^[3] Der Klimawandel zwingt die internationale Gemeinschaft zu einem fundamentalen Wandel in der Energieversorgung. Ein Kernaspekt dieser Transformation ist die Identifizierung alternativer Energieträger, die nachhaltig genutzt werden können. Hier gilt Wasserstoff als Schlüsselbaustein, der aufgrund seines hohen Energieinhalts und seiner sauberen Verbrennung nicht nur als Brennstoff in zukünftigen Energiesystemen, sondern sogar als zentraler Energievektor, also als Energie- und Materieträger, als Speichermedium und Reaktant fungieren kann.^[4-7]

Grundsätzlich positive Eigenschaften von Wasserstoff sind die gravimetrische Energiedichte, die fast dreimal so hoch wie die von flüssigen fossilen Brennstoffen ist, und die Entstehung von Wasserdampf als alleinigem Verbrennungsprodukt.^[8] Wasserstoff als komplementärer Brennstoff wird sowohl im Strom- und Mobilitätssektor als auch als Wärmelieferant für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie als Ausgangsstoff in der chemischen Industrie für eine weitgehende Klimaneutralität die entscheidende Rolle spielen.

Der Verkehrssektor besitzt einen wesentlichen Anteil am weltweiten Energieverbrauch und an den Treibhausgasemissionen. Er hat in den vergangenen Jahrzehnten als einziger Sektor in Deutschland nicht zu den Klimazielen beigetragen und auf europäischer Ebene seine CO₂-Emissionen sogar beträchtlich gesteigert.^[9] Wasserstoff ist in diesem Sektor eine Alternative, da er sowohl in Brennstoffzellen als auch in Verbrennungsmotoren und Turbinen als Kraftstoff eingesetzt werden kann.^[4] Dabei zeichnen sich Vorteile gegenüber Batteriesystemen vor allem in Bereichen des Schwerlast- und Fernverkehrs sowie bei Bussen, Zügen und Schiffen ab. In Deutschland wurde im September 2018 mit Beteiligung des DLR der weltweit erste kommerzielle Zug mit Brennstoffzellenantrieb vorgestellt.^[10] DLR-Wissenschaftler arbeiten intensiv an der Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie für Anwendungen in der Schiff- und Luftfahrt. Neben der direkten Nutzung als Brennstoff wird Wasserstoff als Ausgangsmaterial für die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen untersucht. Solche synthetischen Treibstoffe werden unter Nutzung von erneuerbaren Kohlenstoffquellen ein weiterer wichtiger Baustein sein, um die Emissionen in Sektoren mit besonderen Anforderungen wie beispielsweise der Luftfahrt zu reduzieren. Vorteile ergeben sich dabei aus einer höheren volumetrischen Energiedichte, geringeren Anforderungen für die Speicherung und den Transport und durch die Nutzbarkeit bestehender Technologien und Infrastruktur. Synthetische Kraftstoffe können beispielsweise effizient durch Wasserstoffanreicherung von biogenem Synthesegas hergestellt werden, wodurch sich der Brennwert des Synthesegases überproportional steigern lässt.^[11]

Abgesehen von den Anwendungen im Energie- und Mobilitätssektor gibt es eine Reihe weiterer Anwendungen von Wasserstoff in der chemischen Prozessindustrie. Wasserstoff wird als Reaktant in Hydrierprozessen sowie zur Entfernung von Sauerstoffspuren verwendet, um Korrosion und Abbrand in metallurgischen Prozessen zu verhindern. Ammoniak (NH₃), das aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt wird, ist eine der meistproduzierten Chemikalien und eines der wichtigsten Zwischenprodukte bei der Düngemittelproduktion.

Wasserstoff wird auch bei der Erdölverarbeitung, der Methanolproduktion, der Öl- und Fetthydrierung und als Kühlmittel in elektrischen Generatoren verwendet.^[12] In einigen dieser Prozesse kann auf Wasserstoff nicht verzichtet werden. Die Direktreduktion von Eisenerz unter Einsatz von Wasserstoff stellt eine zukünftige Alternative zum emissionsintensiven Hochofenprozess dar.^[13] Da aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff in vielen Bereichen eingesetzt werden kann und teilweise dessen Einsatz in Bezug auf die Klimaziele sogar absehbar alternativlos erscheint, sind bei der Etablierung von Wasserstofftechnologien und deren Infrastruktur enorme Synergiepotenziale zu erwarten.^[5]

Die geringe volumetrische Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff bei Umgebungstemperatur führt zu Herausforderungen beim Transport und bei der Speicherung von Wasserstoff.^[1, 14] Es gibt neue Technologien, um diese Herausforderungen zum Beispiel durch Verflüssigung oder durch Speicherung unter hohem Druck zu adressieren.^[1] Salzkavernen sind eine vielversprechende Option für die Speicherung großer Mengen von Wasserstoff, da angenommen wird, dass das Abdichtvermögen von Steinsalz und die inerte Beschaffenheit der Salzstruktur eine Kontamination des Wasserstoffs verhindert.^[15] Transport und Speicherung von Wasserstoff sind aber in jedem Fall mit einem signifikant erhöhten Energieaufwand verbunden (im Falle der Verflüssigung zum Beispiel im Bereich von 30 Prozent).

Deutschland hat momentan einen Primärenergiebedarf von etwa 3600 TWh (davon 540 TWh elektrische Energie). Nur etwa 14 Prozent davon werden zurzeit durch Quellen erneuerbarer Energie gedeckt.^[16] Die wichtigsten Quellen erneuerbarer Energie in Deutschland sind Wind, Sonne, Biomasse und zu einem kleineren Teil Wasserkraft und Erdwärme bzw. Geothermie. Die installierten Kapazitäten zur Nutzung dieser Quellen werden weiterhin signifikant ausgebaut. Für Deutschland ist jedoch aufgrund der begrenzten Ressourcenqualität und bestehender Akzeptanzrisiken davon auszugehen, dass der weitgehende Verzicht auf fossile Energieträger nur möglich ist, wenn Energieimporte aus Drittländern genutzt werden, wo Ressourcen an erneuerbaren Energien umfangreich und kostengünstig verfügbar sind. Auch bei diesen Importströmen könnte Wasserstoff eine erhebliche Rolle spielen.

Zurzeit wird Wasserstoff fast ausschließlich aus fossilen Rohstoffen hergestellt, wobei diese sowohl als Wasserstoffquelle als auch als Energiequelle für die Umwandlung genutzt werden. Dies geschieht in Prozessen wie der Erdgas-Dampfreformierung, die mit substantiellen Kohlenstoffdioxidemissionen einhergehen.^[17] Pro Tonne Wasserstoff, die auf diese Art hergestellt wird, werden durchschnittlich fast 12 Tonnen CO₂ freigesetzt, insgesamt 830 Millionen Tonnen pro Jahr.^[18] Deshalb stellt die Energieforschung im DLR Technologien zur Herstellung von Wasserstoff in den Fokus, die auf erneuerbarer Energie, insbesondere der Solarenergie, basieren. Die Wasserelektrolyse mit Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, die Reformierung von Biogas und die thermochemische Wasserspaltung sind prominente Beispiele hierfür, die mit Hilfe des DLR weiterentwickelt werden. Zu weiteren Technologien der Wasserstoffherstellung aus erneuerbaren Energien mit Langfristperspektive gehören photoelektrochemische Verfahren und Verfahren, die algenbasierte Biomasse als Rohstoff nutzen.

Der Anteil der Elektrolyse an der weltweiten Wasserstoffproduktion beträgt derzeit nur vier Prozent.^[19] Mit ihr lässt sich erneuerbarer Wasserstoff derzeit zu Kosten von rund fünf Euro pro Kilogramm herstellen.^[20] Zukünftig ist vor allem durch Skaleneffekte einer automatisierten Elektrolyseur-Herstellung und durch die Nutzung von preiswertem erneuerbarem Strom in Ländern mit hoher Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie mit einer deutlichen Kostenreduktion auf unter zwei Euro pro Kilogramm zu rechnen.^[18] Die Wasserstoffproduktion durch thermochemische Wasserspaltung mittels konzentrierter Solarstrahlung ist eine weitere vielversprechende Technologie mit dem Potenzial, großskalig, kostengünstig Wasserstoff bereitzustellen. Dies wird typischerweise durch eine geeignete Reaktionsfolge realisiert, bei der kontinuierlich-alternierend Reduktions- und Oxidationsreaktionen zum Einsatz kommen, die mit Hochtemperatur-Solarwärme angetrieben werden.^[21]

Derzeit laufen am DLR umfangreiche Forschungsarbeiten zu verschiedenen Redox-Materialien und darauf basierenden Prozessen, die sich zur thermochemischen Wasserspaltung eignen. Das Wirkungsgradpotenzial solcher Kreisprozesse liegt theoretisch bei bis zu 30 Prozent und lässt sich auf 40 Prozent steigern, wenn eine Koproduktion von Strom und Brennstoff vorgesehen wird.^[22]

Eine weitere Option zur CO₂-neutralen Wasserstoffproduktion ist die Nutzung von Biomasse. In thermochemischen Verfahren kann statt fossiler Kohlenstoffverbindungen Biomasse als Ausgangsstoff für die Wasserstoffproduktion genutzt werden.^[5] Besonders vielversprechend ist dieser Prozess, wenn die dafür erforderliche thermische Energie über konzentrierende Solarthermie zur Verfügung gestellt wird. Die großtechnische Umsetzbarkeit ist von der Verfügbarkeit von geeigneter Biomasse abhängig. Da der Anbau von speziellen Energiepflanzen in Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau und dem Schutz naturbelassener Flächen steht, sollten vor allem biologische Reststoffe genutzt werden. Die Skalierbarkeit dieser Technologie wird daher kritisch diskutiert. Langfristig wird alternativ der direkten biologischen Wasserstoffproduktion ein großes Potenzial zugeschrieben. Bei diesem Prozess werden bestimmte Bakterien und Algen genutzt, die in der Lage sind Wasser direkt photobiologisch zu spalten. Die Prozesse weisen derzeit allerdings noch sehr geringe Wirkungsgrade von etwa 1,5 Prozent auf.^[23]

Die maßgeblichen Faktoren, die über die Ausgestaltung der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft bestimmen, sind zum einen die technische Weiterentwicklung von Kernelementen der Erzeugung, Nutzung und Speicherung dieses Brennstoffs, zum anderen die politischen Rahmenbedingungen und die gesellschaftliche Akzeptanz. Im ersten Teil dieser Studie werden die verschiedenen Technologien zu Herstellung, Lagerung und Transport von Wasserstoff analysiert und kritisch bewertet. Die sich daraus ergebenden Herausforderungen und Chancen für eine Wasserstoffwirtschaft und die dafür erforderlichen Rahmenbedingungen werden anschließend erörtert. Aufgrund der räumlichen Distanz zwischen den Regionen mit hohem erneuerbaren Energiepotenzial und den Orten mit hohem Energiebedarf muss die zukünftige Wasserstoffwirtschaft international organisiert werden. Deutschland wird dem heutigen Kenntnisstand nach ein Importeur von Wasserstoff oder von daraus erzeugten synthetischen Energieträgern werden, hat aber die Chance, durch die Entwicklung zentraler Technologien wirtschaftlich stark von der Etablierung einer globalen Wasserstoffwirtschaft zu profitieren.

Wasserstoffquelle	Umwandlungsprozess		Energiequelle	
			Fossil	Erneuerbar
<i>Fossil</i> Kohle Erdöl Erdgas	Vergasung Pyrolyse Reformierung Thermische Zersetzung	Ohne CCS	1)	
		Mit CCS		
<i>CO₂-neutral</i> Biomasse Algen Biomethan Biogas Ethanol Pflanzenöle	Vergasung Pyrolyse Reformierung Thermische Zersetzung	Ohne CCS		
		Mit CCS		2)
<i>CO₂-frei</i> Wasser	Elektrolyse Thermochemisch Photo-Elektrochemisch Photokatalytisch Photobiologisch	Ohne CCS		
		Mit CCS		

¹⁾ Momentan 95% der weltweiten Wasserstoffproduktion

²⁾ In Kombination mit CCS sind hier negative CO₂-Emissionen möglich

Abbildung 1: Zusammenhang der unterschiedlichen Wasserstoffquellen, Umwandlungsprozesse, Energiequellen und CCS-Optionen (engl. Carbon Capture and Storage) mit der Einteilung in „grünen“, „blauen“ und „grauen“ Wasserstoff.

Die Beiträge zur Wasserstoffherzeugung werden anhand der verwendeten Rohstoffe, Wasser oder organische Verbindungen, eingeteilt. Eine zweite Gliederungsebene ist die in den Umwandlungsprozessen eingesetzte Primärenergie, die wiederum entweder aus fossilen Rohstoffen, aus Nuklearenergie oder aus erneuerbaren Energiequellen wie Biomasse, Geothermie, Wind- oder Solarenergie stammen kann. Die Kombination aus Rohstoff und Energiequelle charakterisiert das jeweilige Produkt als sogenannten „grauen“, „blauen“ oder „grünen“ Wasserstoff (Abbildung 1), wie im folgenden Kapitel näher erläutert wird.

Kapitel 2 Wasserstoffherzeugung

Wasserstoff kommt auf der Erde praktisch nur in chemisch gebundener Form vor. Um das Element als Energieträger zu nutzen, muss es daher durch geeignete Verfahren aus diesen chemischen Verbindungen gewonnen werden. Diese Verfahren lassen sich nach der Wasserstoffquelle in zwei Gruppen einteilen: Entweder wird der Wasserstoff durch die Spaltung von Wasser oder aus organischen Stoffen, also Kohlenwasserstoffverbindungen, freigesetzt. Der weitaus größte Teil des auf der Erde vorhandenen Wasserstoffs liegt als Wasser vor. Deswegen stellt Wasser die interessanteste Quelle dar, zumal bei seiner Spaltung neben Wasserstoff nur Sauerstoff freigesetzt wird. Die Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffverbindungen sind hingegen immer mit CO₂-Emissionen verbunden, wenn der freigesetzte Kohlenstoff nicht sequestriert wird. Wenn das organische Material aus nachwachsenden pflanzlichen Rohstoffen stammt, lässt sich Wasserstoff dennoch bilanziell CO₂-neutral gewinnen, da die Pflanzen während ihres Wachstums genauso viel CO₂ aufnehmen, wie später im Verfahren wieder freigesetzt wird. Die Verfügbarkeit an verwertbarer Biomasse ist jedoch wegen begrenzter Anbauflächen und konkurrierender Nutzungsoptionen beschränkt.

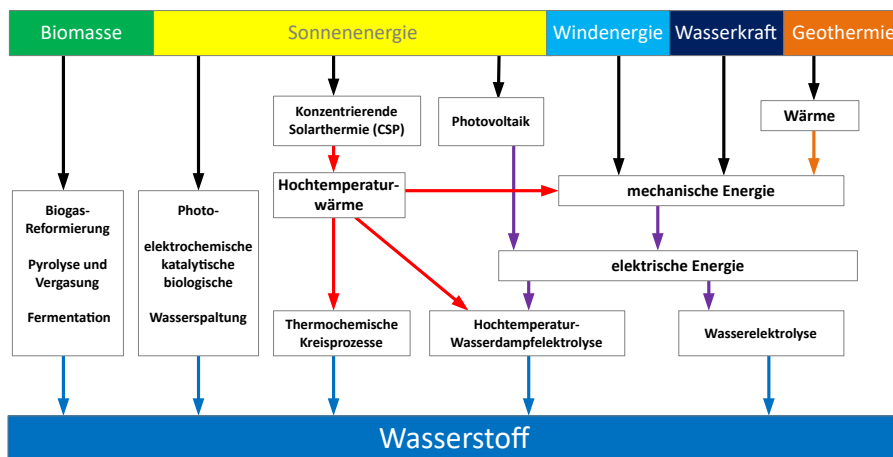


Abbildung 2: Dargestellt sind die verschiedenen Pfade für die Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien.

Aufgrund der geringeren Kosten werden derzeit etwa 95 Prozent des weltweit produzierten Wasserstoffs aus fossilen Rohstoffen und unter Ausnutzung der darin enthaltenen Energie gewonnen, wodurch erhebliche CO₂-Emissionen verursacht werden. Dieser so genannte „graue“ Wasserstoff ist für den Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft ungeeignet, da sich damit keine Treibhausgasemissionen einsparen lassen.

Als möglicher Ausweg ist „blauer“ Wasserstoff im Gespräch. In diesem Fall werden die bei der Wasserstoffproduktion anfallenden Treibhausgase abgetrennt mit der Absicht, sie dauerhaft zu speichern. Doch selbst wenn dies möglich ist, wäre der erzeugte Wasserstoff nicht vollständig CO₂-neutral, da auch schon bei der Förderung fossiler Energieträger Treibhausgase freigesetzt werden.^[24] In einigen Ländern wird auch die Möglichkeit Wasserstoff aus Kernenergie herzustellen in Betracht gezogen. Neben Akzeptanzproblemen und der Frage der Endlagerung radioaktiver Abfälle, hat die Kernenergie zusätzlich den Nachteil, dass sie ebenfalls auf endlichen Energieträgern beruht.

Eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft lässt sich folglich nur mit erneuerbarem „grünem“ Wasserstoff aufbauen. Diese Kategorie bezeichnet den Wasserstoff, bei dessen Produktion nur Wasser, nachwachsende Biomasse und erneuerbare Energie eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund bilden die Herstellungsverfahren von grünem Wasserstoff einen Forschungsschwerpunkt am DLR. Im Fokus steht hierbei vor allem die Wasserspaltung mit elektrochemischen und thermochemischen Verfahren.

Um zeitnah eine Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen, forscht das DLR parallel an Möglichkeiten, die Emissionen aus der konventionellen Wasserstoffherstellung aus organischen Verbindungen zu minimieren. Diese Verfahren könnten als eine Brückentechnologie dienen, die fossile Energieträger effizienter nutzt, bis eine ausreichende Kapazität an erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Außerdem können die Verfahren so angepasst werden, dass statt fossiler Kohlenwasserstoffverbindungen Biomasse als Ausgangsstoff genutzt wird.

Bei der Stromerzeugung sind die Kosten für erneuerbare Energien in den vergangenen Jahren bereits erheblich – teilweise unter das Niveau der fossilen Energiequellen – gesunken.^[25] Experten gehen davon aus, dass bei weiteren Forschungsanstrengungen und notwendigen politischen Weichenstellungen auch erneuerbarer grüner Wasserstoff zeitnah die Wettbewerbsfähigkeit erreichen könnte.^[18]

2.1 Verfahren der Wasserstoffproduktion durch Wasserspaltung

Die am weitesten entwickelte und einzige kommerziell verfügbare Technologie zur Gewinnung von grünem Wasserstoff aus dem Rohstoff Wasser ist die Elektrolyse. Schon in den nächsten Jahren sollen große Elektrolysekapazitäten zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom aufgebaut werden.^[26, 27] Thermochemische Prozesse haben einen potenziell höheren Wirkungsgrad und höheren Flächennutzungsgrad: Statt Strom wird dabei Hochtemperaturwärme für die Wasserspaltung genutzt, welche beispielsweise im Sonnengürtel der Erde effizient durch konzentrierende Solarthermie bereitgestellt werden kann. Langfristig könnten thermochemische Verfahren eine wichtige Rolle bei der Wasserstoffproduktion übernehmen – erste Pilotanlagen sind inzwischen in Betrieb.^[28] Außerdem gibt es photo-elektrochemische und photokatalytische Verfahren, die direkt die Strahlungsenergie des Sonnenlichts für die Wasserspaltung nutzen. Diese befinden sich derzeit noch in einer frühen Phase der Entwicklung. Am DLR wird intensiv an der Weiterentwicklung der genannten Verfahren geforscht.

2.1.1 Elektrolyse: Wasserstoff aus erneuerbarem Strom

Als Wasserelektrolyse wird die Zerlegung von Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrischen Strom bezeichnet. Durch diesen Vorgang kann elektrische Energie als chemische Energie des entstehenden Wasserstoffs gespeichert werden. Die elektrolytische Wasserstoffherstellung wurde schon um das Jahr 1800 beschrieben und zählt zu den ältesten elektrochemischen Verfahren.^[29] Heutzutage sind drei Elektrolysetechnologien von Bedeutung:

- Alkalische Elektrolyse (AEL): Etablierte Technologie, bereits seit etwa 100 Jahren im großtechnischen Maßstab im Einsatz
- Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL): Relativ junge Technologie, seit einigen Jahren kommerziell verfügbar. Vorteile sind das im Vergleich zur AEL bessere dynamische Verhalten und die Produktgasreinheit im Teillastbetrieb, daher wachsende Marktanteile
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL): Aktuell noch in der Entwicklung, Einsatz bisher nur in Pilotanlagen. Bei hohen Betriebstemperaturen (700 bis 1000 °C) kann eine deutlich höhere Effizienz erreicht werden, deshalb großes Entwicklungspotenzial

Obwohl es sich bei der Elektrolyse um eine etablierte Technologie handelt, wird sie bis heute vor allem dort eingesetzt, wo Strom günstig zur Verfügung steht oder wo relativ geringe Mengen an hochreinem Wasserstoff benötigt werden. So werden weltweit nur etwa fünf Prozent des jährlich verbrauchten Wasserstoffs per Elektrolyse hergestellt.^[5] Die Möglichkeit, CO₂-freien Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zu produzieren, lässt in den kommenden Jahren einen starken Zubau bei den weltweit installierten Kapazitäten erwarten.

Das DLR erforscht alle genannten Elektrolysetechnologien. Sie werden nachfolgend mit ihren grundlegenden Prinzipien, ihren technischen Besonderheiten und dem derzeitigen Stand der Technik dargestellt. Anschließend wird erörtert, welche Konzepte das DLR verfolgt, um Wasserstoff in großen Mengen zu konkurrenzfähigen Preisen mit erneuerbarem Strom herzustellen.

Alkalische Elektrolyse

Die erste große alkalische Elektrolyse-Anlage wurde bereits 1927 in Norwegen in Betrieb genommen und mit Elektrizität aus Wasserkraft versorgt. Bei der alkalischen Elektrolyse wird Kalilauge (KOH) als Elektrolyt verwendet, wodurch Hydroxid-Ionen (OH⁻) als Ladungsträger zur Verfügung stehen (Abbildung 3).^[30] Zwischen Kathode und Anode befindet sich ein Diaphragma, das für die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff nicht durchlässig ist und damit deren Vermischung und die Bildung explosiver Gasgemische verhindert. Die negativ geladenen Hydroxid-Ionen können das Diaphragma passieren und sich zur Anode bewegen. Die Kalilauge lagert in angrenzenden Vorratsbehältern und wird ständig zirkuliert, wodurch eine kontinuierliche Entgasung gewährleistet wird. Der relativ träge Elektrolytkreislauf ist ein Grund dafür, warum alkalische Elektrolyseure weniger dynamisch auf Laständerungen reagieren können.

Die alkalische Elektrolyse, als älteste und ausgereifteste Technologie, steht bereits im großen Maßstab zur Verfügung. Die derzeit größte Anlage weltweit befindet sich am Assuan-Staudamm in Ägypten und verfügt über eine Nennleistung von 156 MW. Damit können fast drei Tonnen Wasserstoff pro Stunde mit Elektrizität aus Wasserkraft hergestellt werden. Neben geringen Investitionskosten und einer hohen Lebensdauer hat diese Art der Elektrolyse den Vorteil, dass sie praktisch ohne kritische Rohstoffe auskommt.^[31]

Bei der Kopplung mit fluktuierenden Stromquellen weist die alkalische Elektrolyse allerdings einige Nachteile auf: So sinkt im Teillastbetrieb die erreichbare Gasreinheit und es treten Degradationsprobleme auf.^[32] Außerdem benötigt die alkalische Elektrolyse eine relativ lange Kaltstartzeit von etwa 50 Minuten.^[31] Am DLR in Stuttgart wird an besseren Elektrodenmaterialien geforscht, die kostengünstig und langzeitstabil im intermittierenden Betrieb sind. Die dabei entwickelte Elektrodenbeschichtung auf Raney-Nickel-Basis reduziert zudem Überspannungen und erhöht somit den Wirkungsgrad. Auch bei dieser etablierten Technologie besteht demnach noch Optimierungspotenzial. Es wird erwartet, dass sich die Effizienz von derzeit etwa 70 Prozent auf 80 Prozent steigern lässt.^[18]

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse ist zwar eine deutlich jüngere Technologie, aber wie die alkalische Elektrolyse bereits im industriellen Maßstab kommerziell verfügbar. Die Nennleistung der neuesten Modelle liegt bereits im zweistelligen Megawatt-Bereich.^[33] Zentraler Baustein dieser Art des Elektrolyseurs ist die namensgebende protonenleitende „Proton-Exchange-Membrane“ oder „Polymer-Electrolyt-Membrane“ (PEM). Diese stellt einerseits den Elektrolyten dar und sorgt andererseits mit ihrer Undurchlässigkeit für Gase dafür, dass sich die Produkte Wasserstoff und Sauerstoff nicht vermischen. Dadurch weist der entstehende Wasserstoff eine höhere Reinheit als bei den anderen Elektrolysetechnologien auf.^[34]

Abbildung 3 veranschaulicht das Funktionsprinzip: Flüssiges Wasser wird an der Anode zugeführt und dort in Sauerstoff und zwei Protonen (H⁺) aufgespalten. Die positiv geladenen Protonen diffundieren durch die Membran zur Kathode und kombinieren dort mit Elektronen zu Wasserstoff.^[30] Ein Elektrolytkreislauf wird nicht benötigt.

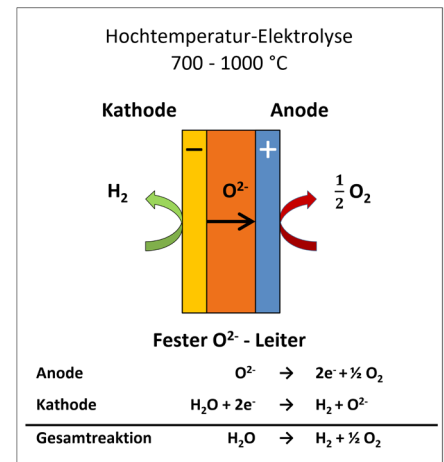
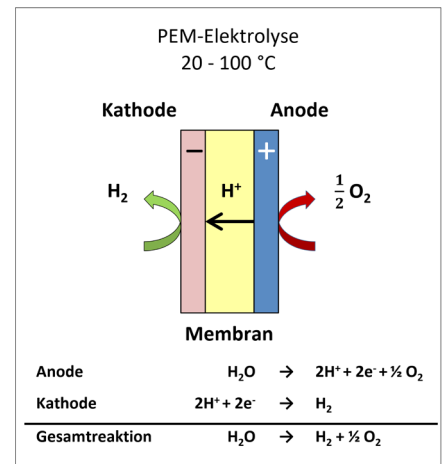
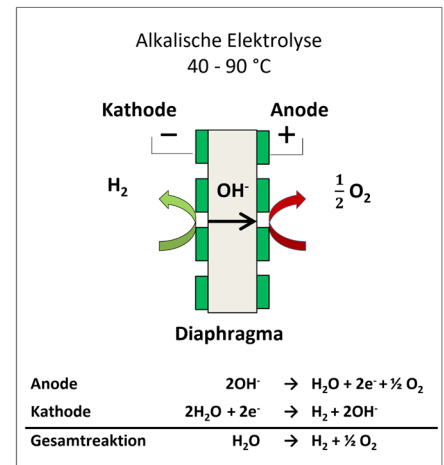


Abbildung 3: Aufbau und Funktionsprinzip der verschiedenen Elektrolysetechnologien. Die Grafik zeigt Unterschiede und Gemeinsamkeiten. Die Gesamtreaktion, die Spaltung von einem Mol Wasser in ein Mol Wasserstoff und 0,5 Mol Sauerstoff ist bei allen gleich. Dabei entsteht stets an der Kathode (negative Elektrode) Wasserstoff und an der Anode (positive Elektrode) Sauerstoff. Signifikante Unterschiede zeigen die Elektrolysetechnologien dagegen in der Betriebstemperatur sowie in der Art des Elektrolyten – und damit bei den transportierten Ladungsträgern.

Durch die weniger aufwendige Peripherie ist die PEM-Elektrolyse sehr dynamisch und für die Kopplung mit fluktuierenden Stromquellen besser geeignet als die alkalische Elektrolyse. Ein Kaltstart dauert nur etwa 15 Minuten.^[31] Außerdem sind im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse höhere Lastgradienten möglich.^[35] Ein weiterer Vorteil für den dynamischen Betrieb ist, dass bei der PEM-Elektrolyse die hohe Reinheit des Produktwasserstoffs auch im Teil- und Überlastbetrieb erhalten bleibt.

Als entwicklungshemmend könnte sich für die PEM-Elektrolyse allerdings der Bedarf an dem korrosionsresistenten seltenen Metall Iridium erweisen, das für die Elektroden benötigt wird. Einer Studie zufolge könnte die Iridium-Beladung von heute 0,667 Gramm langfristig auf 0,05 Gramm pro Kilowatt installierter Elektrolyseleistung gesenkt werden,^[31] was für eine großtechnische Anwendung der Technologie essentiell wäre. Alternativ erforscht das DLR jedoch auch neue Elektroden-Materialien, die zudem günstiger als Iridium sind.^[36]

Hochtemperaturelektrolyse

Der große Vorteil der Hochtemperaturelektrolyse ist das höhere Effizienzpotenzial (Abbildung 5), das Wirkungsgrade von 80 bis 90 Prozent ermöglicht.^[18] Abbildung 4 zeigt den zu Grunde liegenden thermodynamischen Zusammenhang: Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird das Wasser nicht flüssig, sondern als Wasserdampf elektrochemisch gespalten. Da keine Verdampfungswärme aufzuwenden ist, verringert sich die für die Wasserspaltung erforderliche Zellspannung. Mit steigender Temperatur kann ein zunehmender Anteil der für die Wasserspaltung erforderlichen Energie (ΔH) als Wärme (ΔQ_{\max}) eingebracht werden, während der Strombedarf bzw. die erforderliche Spannung sinkt. Als Elektrolyt wird ein Sauerstoff-Ionen-leitender Feststoff vom Typ YSZ genutzt. YSZ bezeichnet ein mit Yttriumoxid stabilisiertes Zirconiumdioxid ($ZrO_2 \cdot Y_2O_3$).^[29] Die Ionenleitfähigkeit tritt erst bei Temperaturen über 700 °C auf, wobei der gewünschte Bereich für den Betrieb meist mit 700 bis 1000 °C angegeben wird.^[37]

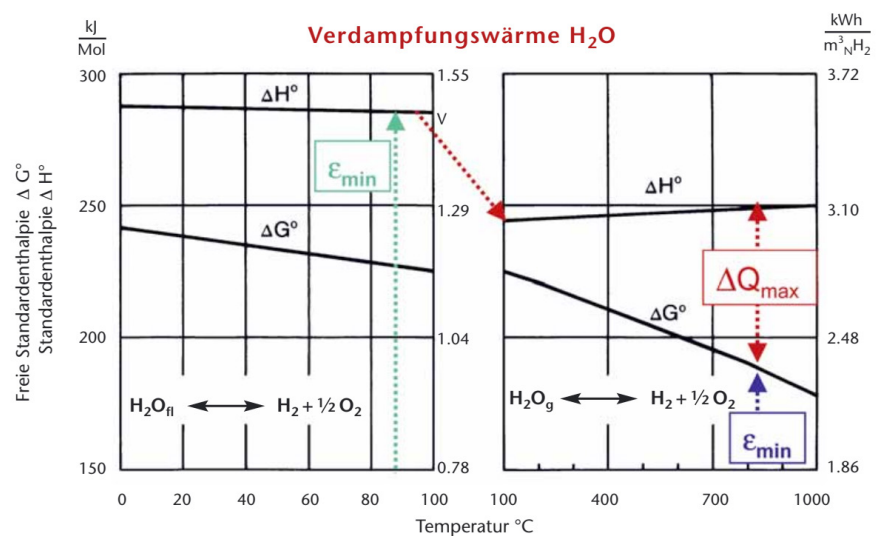


Abbildung 4: Energieaufwand und Zellspannung für die Wasserspaltung in Abhängigkeit von der Temperatur.^[38] Die erforderliche Zellspannung für die Wasserspaltung sinkt, wenn Wasserdampf statt flüssigem Wasser elektrochemisch gespalten wird. Bei höheren Temperaturen sinkt der Strombedarf weiter, ein zunehmender Anteil der erforderlichen Energie kann als Wärme (ΔQ_{\max}) eingebracht werden.

Abbildung 3 veranschaulicht das Funktionsprinzip: Dampfförmiges Wasser wird an der Kathode zugeführt und dissoziiert dort in Protonen und O^{2-} -Ionen. Durch Elektronenaufnahme bilden die Protonen an der Kathode Wasserstoffgas während sich die O^{2-} -Ionen durch die Membran zur Anode bewegen und dort durch Elektronenabgabe Sauerstoffgas bilden.^[30]

Neben der hohen Effizienz besteht ein weiterer Vorteil der Hochtemperaturelektrolyse darin, dass sie auch für die Co-Elektrolyse und damit für die direkte Synthesegas-Erzeugung geeignet ist. Statt reinem Wasserdampf kann dabei alternativ eine Mischung aus Wasser und Kohlenstoffdioxid an der Kathode zugeführt werden, wodurch sich als Produktstrom

Synthesegas, eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid, ergibt.^[29] Dieses Synthesegas kann anschließend zu flüssigen Kohlenwasserstoff-Verbindungen umgesetzt werden, beispielsweise im Fischer-Tropsch-Verfahren.

Bisher gibt es im Bereich der Hochtemperaturelektrolyse nur Pilotanlagen. Die Firma Sunfire aus Dresden entwickelt derzeit HTEL-Systeme, bei denen die Wasserstofferzeugungsraten bei 40 Nm³/h liegen und der spezifische Energieaufwand etwa 3,7 kWh/Nm³ beträgt.^[30] Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von 148 kW. Ein Nachteil der Technologie sind die derzeit notwendigen langen Kaltstartzeiten von mehreren Stunden. Langfristig soll es möglich sein, diese auf deutlich unter eine Stunde abzusenken^[31] und denen der alkalischen Elektrolyse anzugleichen. Die Hochtemperaturelektrolyse ist somit eher eine Technologie, die für eine hohe Volllaststundenzahl geeignet ist.

Derzeit ist die Hochtemperaturelektrolyse mit Investitionen von etwa 2500 €/kW_{el} die teuerste Elektrolysetechnologie, die alkalische Elektrolyse liegt aktuell bei etwa 1000 €/kW_{el} und die PEM-Elektrolyse bei 2000 €/kW_{el}. Langfristig wird erwartet, dass sich die Unterschiede stark angleichen und die Elektrolyseurkosten technologieübergreifend bei etwa 500 €/kW_{el} liegen werden.^[31] Andere Quellen gehen von 250 bis 500 €/kW_{el} aus (Abbildung 6) und sehen die Hochtemperaturelektrolyse langfristig als die günstigste Elektrolysetechnologie.^[18] Dies wird mit dem enormen Entwicklungspotenzial der HTEL-Technologie begründet. Die von den meisten Studien erwartete Kostenentwicklung spricht demnach dafür, dass die Hochtemperatur-Elektrolyse aufgrund ihrer hohen Effizienz von allen Elektrolysetechnologien langfristig die niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten aufweisen wird. Da neue Technologien in der Regel mit Unsicherheiten verbunden sind, bleibt die weitere Entwicklung für verlässliche Aussagen abzuwarten.

Potenzial

Die Kosten für erneuerbaren Strom sind in den vergangenen Jahren stark gesunken. Die Preise für Strom aus Photovoltaik und Windkraft unterbieten inzwischen das Preisniveau von Strom aus fossilen Energieträgern.^[25] Daher scheint es attraktiv, den Strom aus diesen fluktuierenden Energiequellen für die Wasserstoffproduktion per Elektrolyse zu nutzen. Dies wäre auch eine geeignete Maßnahme, um temporäre Überschussleistungen im Stromsystem zumindest anteilig zu nutzen und die Stabilisierung der Stromnetze zu unterstützen. Diese Aufgaben gewinnen mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommarkt stetig an Relevanz. Prinzipiell eignen sich Elektrolyseur sehr gut für die Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien und deren chemischer Speicherung in Form von Wasserstoff: Zum einen weisen sie ein vorteilhaftes Teillastverhalten auf, da der Wirkungsgrad bei geringeren Stromdichten steigt, was hohe Jahreswirkungsgrade verspricht.^[38] Zum anderen können Elektrolyseur Lastsprüngen im Sekundenbereich praktisch verzögerungsfrei folgen. Limitierend für den dynamischen Betrieb sind demnach nicht die elektrochemischen Vorgänge, sondern die nachgeschalteten Systemkomponenten wie zum Beispiel der Elektrolytkreislauf bei der alkalischen Elektrolyse.

Bereits Anfang der 1990er Jahre hatte das DLR die solare Wasserstoffproduktion erstmals erfolgreich demonstriert. Im Jahr 1993 wurde in Saudi-Arabien im Rahmen des Projekts HYSOLAR ein alkalischer Elektrolyseur mit einer installierten Leistung von 350 kW_{el} direkt an ein Photovoltaikfeld mit der gleichen Peak-Leistung gekoppelt. Die Ergebnisse waren vielversprechend, es wurde ein mittlerer Tageswirkungsgrad des Elektrolyseurs von 58,5 Prozent erreicht.^[39] Es folgten weitere Forschungsprojekte zur Untersuchung der Wasserstoffproduktion per Elektrolyse mit fluktuierenden Stromquellen. Von den in diesem Kapitel genannten Elektrolysetechnologien eignet sich die PEM-Elektrolyse prinzipiell am besten für die Kopplung mit einer fluktuierenden Stromquelle, da für ihren Betrieb keine komplexen Hilfssysteme benötigt werden. Die PEM-Elektrolyse weist die kürzeste Kaltstartzeit auf, kann Laständerungen am besten folgen und kann zudem in Über- und Unterlast bei gleichbleibender Wasserstoffqualität betrieben werden.

Das Ziel möglichst geringer Wasserstoffgestehungskosten hängt allerdings nicht nur von den Stromkosten und der möglichst effektiven Nutzung von fluktuierenden Stromquellen ab. Die Investitionen des Elektrolyseurs haben ebenfalls einen großen Einfluss und nur eine

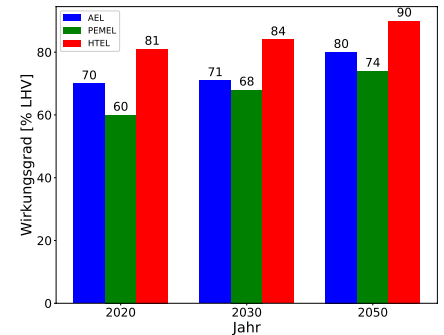


Abbildung 5: Prognostizierte Entwicklung der Effizienz der Elektrolysetechnologien.^[18] Optimierungspotenzial besteht bei allen Verfahren, wobei die Hochtemperaturelektrolyse bereits heute höhere Wirkungsgrade aufweist als die anderen beiden Technologien bis zum Jahr 2050 erreichen könnten.

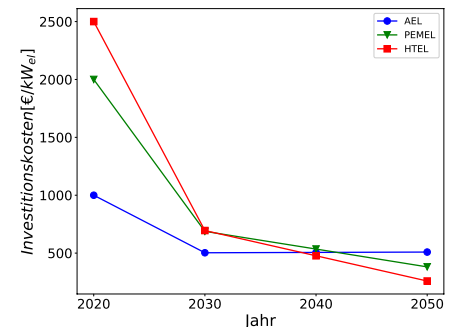


Abbildung 6: Prognostizierte Entwicklung der Investitionskosten der Elektrolysetechnologien. Die Grafik verdeutlicht, dass sich die derzeit hohen Preisunterschiede bereits innerhalb der nächsten zehn Jahre stark angleichen werden.^[35]

hohe Betriebsstundenzahl führt zu niedrigen Wasserstoffgestehungskosten. Deshalb sollte die erneuerbare Stromquelle neben günstigen Stromerzeugungskosten auch eine hohe Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs ermöglichen. Abbildung 7 veranschaulicht den Einfluss von Strompreis und Volllaststunden auf die Wasserstoffgestehungskosten aus der Elektrolyse.

Diese Voraussetzungen führen dazu, dass bisher Wasserkraftwerke bevorzugte Standorte für Elektrolyseanlagen darstellen. Die Möglichkeit, die Wasserkraftnutzung weiter auszubauen, ist allerdings stark eingeschränkt und nur durch größere Eingriffe in die Natur möglich. Eine vielversprechende Alternative stellt die Nutzung von Solarenergie im Sonnengürtel der Erde dar. Aufgrund der niedrigen Preise scheint Photovoltaik eine attraktive Stromquelle für solaren Wasserstoff zu sein, wie es bereits im HYSOLAR-Projekt erfolgreich demonstriert wurde.

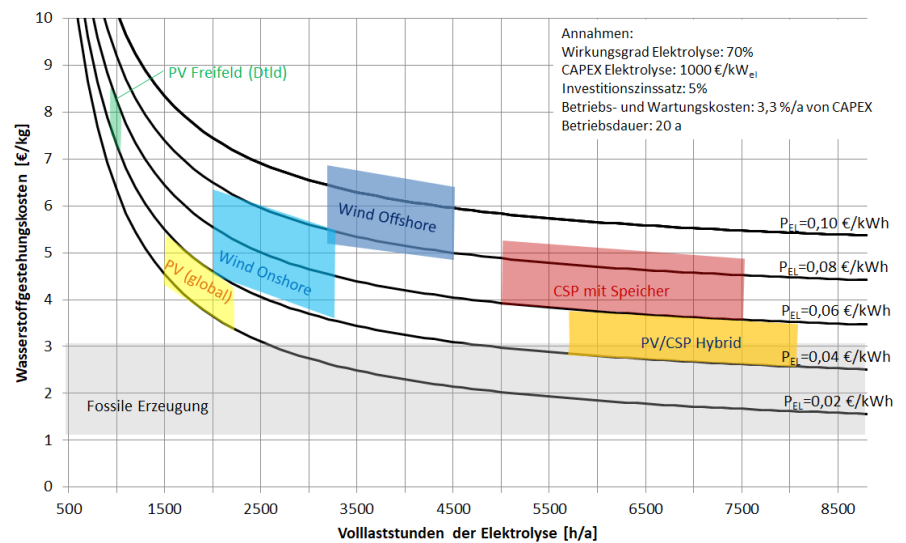


Abbildung 7: Einfluss von Volllaststunden und Stromkosten erneuerbarer Stromquellen auf die Wasserstoffgestehungskosten bei der Elektrolyse. Es zeigt sich, dass sich mit einem PV/CSP-Hybridkraftwerk bereits heute Wasserstoffgestehungskosten von unter drei Euro pro Kilogramm realisieren lassen. Damit wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähig zu grauem Wasserstoff aus fossilen Quellen.

Allerdings erreicht ein PV-Kraftwerk auch an einem guten Standort nur etwa 2000 Volllaststunden im Jahr. Kraftwerke mit konzentrierender Solarthermie (CSP) erreichen hingegen deutlich mehr Volllaststunden, da sie über Hochtemperatur-Wärmespeicher verfügen. Die solar erzeugte Wärme wird zum Beispiel in Flüssigsalz gespeichert und nach Bedarf für die Stromproduktion in einem klassischen Dampfkraftprozess entnommen. Ein PV/CSP-Hybridkraftwerk kombiniert die Vorteile von PV (sehr niedrige Stromgestehungskosten) und konzentrierender Solarthermie (günstige thermische Speicher). Damit ist es möglich, an sonnenreichen Standorten eine Elektrolyseanlage mit einer sehr hohen jährlichen Nutzungsdauer von mehr als 6000 Volllaststunden und geringen Stromkosten zu betreiben. Erste Untersuchungen am DLR zeigen, dass sich dadurch niedrigere Wasserstoffgestehungskosten als bei einem reinen PV-Kraftwerk erreichen lassen. PV/CSP-Hybridkraftwerke werden schon heute gebaut und könnten mit den industriell verfügbaren Niedertemperaturelektrolyseuren zu wasserstofferzeugenden Systemen kombiniert werden. Berechnungen am DLR-Institut für Solarforschung zeigen, dass mit diesem Konzept bei Stromgestehungskosten von vier bis sechs Euro-Cent pro Kilowattstunde schon heute Wasserstoffgestehungskosten von unter drei Euro pro Kilogramm Wasserstoff erreicht werden können (vgl. Abbildung 7).

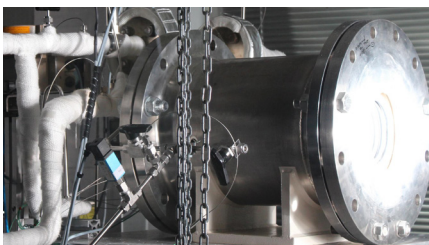


Abbildung 8: Teststand für die Hochtemperaturelektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Dampf am DLR in Köln.^[40] Im Rahmen des EU-Projekts SOPHIA wurde hier im Jahr 2018 erstmals ein HTEL-System mit solarthermisch erzeugtem Dampf erfolgreich getestet.^[37]

Wenn die Hochtemperaturelektrolyse großtechnische Marktreife erreicht, verspricht die Kombination aus PV/CSP-Hybridkraftwerk und Hochtemperaturelektrolyse noch niedrigere Wasserstoffgestehungskosten. Neben Strom kann bei diesem Konzept durch konzentrierende Solarthermie auch die benötigte Hochtemperaturwärme effizient bereitgestellt werden (Abbildung 9). Im Jahr 2018 wurde im Rahmen des EU-Projekts SOPHIA am DLR-Institut für Solarforschung erstmals ein HTEL-System mit solarthermisch erzeugtem Dampf erfolgreich getestet.^[37]

Wird die anvisierte Effizienz bei der Hochtemperaturelektrolyse (Abbildung 5) und eine Senkung der Investitionskosten auf etwa 500 €/kW_{el} erreicht (Abbildung 6), können mit diesem Konzept perspektivisch Wasserstoffgestehungskosten von zwei Euro pro Kilogramm Wasserstoff erreicht werden. Die zu erwartende weitere Preissenkung bei der PV und der konzentrierenden Solarthermie würde zu noch niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten führen.

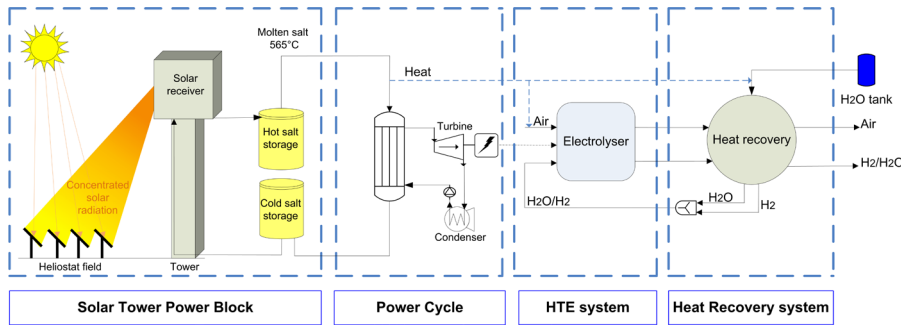


Abbildung 9: Schema eines CSP Kraftwerks gekoppelt mit einer Hochtemperaturelektrolyse. Im Flüssigsalz gespeicherte solare Wärme wird genutzt, um Strom für die Hochtemperaturelektrolyse in einem Dampfkraftprozess zu erzeugen. Außerdem wird solare Wärme dazu genutzt, Wasserdampf auf die Betriebstemperatur der Hochtemperaturelektrolyse vorzuheizen.

2.1.2 Thermochemische Kreisprozesse: Wasserstoffproduktion aus solarer Hochtemperaturwärme

Neben den elektrochemischen Pfaden zur Wasserstoffherzeugung gibt es thermochemische Pfade, die durch konzentrierende Solarthermie bereitgestellte Hochtemperaturwärme für die Erzeugung von grünem Wasserstoff nutzen. Die Wasserspaltung durch Hochtemperaturwärme verspricht besonders hohe Wirkungsgrade und damit niedrige Wasserstoffgestehungskosten. In der Forschung haben sich zwei Pfade zur Wasserspaltung herauskristallisiert, die bezüglich ihrer Effizienz besonders vielversprechend sind: Zum einen Metalloxidredox- und zum anderen Schwefel-Kreisprozesse. Beide Pfade werden intensiv am DLR erforscht, die aktuelle Forschung dazu wird in diesem Abschnitt vorgestellt.

Solare Metalloxidredox-Kreisprozesse

Bei den Metalloxidredox-Kreisprozessen wird typischerweise ein Redox-Material zyklisch zunächst reduziert und anschließend in einem weiteren Prozessschritt oxidiert (Abbildung 10). Dabei steht das Redox-Material in Kontakt mit Wasserdampf und entzieht diesem den Sauerstoff. Diese zyklischen Prozesse werden als Kreisprozesse bezeichnet, weil das Redox-Material verschiedene Zustände einnimmt, selbst aber nicht verbraucht wird. Der Reduktionsschritt ist endotherm und findet meist bei hohen Temperaturen über 1000 °C statt. Neben Zwei-Schritt-Prozessen gibt es eine Reihe weiterer Verfahren, die aus einer höheren Zahl an Prozessschritten bestehen, wodurch die erforderlichen Maximaltemperaturen gesenkt werden können. Da zusätzliche Prozess- und Umwandlungsschritte jedoch mit Energieverlusten verbunden sind, wird den Zwei-Schritt-Kreisprozessen das höchste Wirkungsgradpotenzial zugeschrieben.^[41] Die Prozesse wurden zunächst im Zusammenhang mit Abwärme aus Hochtemperatur-Kernreaktoren entwickelt.^[21, 42] Mittlerweile steht aber vor allem die konzentrierende Solartechnik als Quelle regenerativer und kostengünstiger Hochtemperaturwärme im Fokus.

Die erforderlichen Prozesstemperaturen werden hauptsächlich durch das eingesetzte Redox-Material bestimmt. Dabei kann zwischen Systemen unterschieden werden, bei denen das Redox-Material im Prozess einen Phasenübergang durchläuft und solchen, bei denen dies nicht der Fall ist. Thermodynamisch erscheinen die Systeme mit Phasenübergang sehr vielversprechend. Allerdings ist man bei der Entwicklung solcher Systeme auf technische Hindernisse gestoßen, die den Erfolg dieser Prozessvariante fraglich erscheinen lassen.^[43] Parallel dazu wurden Prozesse weiterentwickelt, bei denen das Redox-Material seine Phase nicht ändert.

Bei diesen Systemen finden sich vor allem Materialien, die nicht-stöchiometrisch reduziert und oxidiert werden. Ceroxid hat sich als zyklenstabile Verbindung mittlerweile zum Benchmark-Material für diese Kreisprozesse entwickelt.^[44, 45]

Im Ceroxid-Kreisprozess findet die Reduktion bei rund 1500 °C statt. Zusätzlich zur hohen Temperatur ist bei der Reduktion ein niedriger Sauerstoffpartialdruck notwendig. Dieser kann durch den Einsatz von Spülgas oder durch die Absenkung des Gesamtdrucks während der Reduktion erreicht werden.^[46-48] Für die Oxidation wird das Material abgekühlt. Je nach gewählter Oxidationstemperatur lässt sich der Bedarf an Überschuss-Wasserdampf einstellen. Unter rund 1000 °C ist eine vollständige Umsetzung des Wasserdampfs möglich.^[49] Eine Herausforderung bei diesem Prozess ist die relativ geringe Sauerstoffabgabe und -aufnahme beim Durchlaufen des Zyklus. Typischerweise wird nur jedes zehnte Sauerstoffatom aus dem Festkörper bei der Reduktion entfernt. Daher ist der Bedarf an Ceroxid, das den Prozess durchlaufen muss, bezogen auf den produzierten Wasserstoff, vergleichsweise hoch. Da das Ceroxid zyklisch von der Oxidationstemperatur auf die Reduktionstemperatur erwärmt werden muss, ist dies mit einem hohen Bedarf an sensibler Wärme verbunden. Daher ist es erforderlich, einen signifikanten Teil dieser sensiblen Wärme wieder zu verwenden, um Prozesswirkungsgrade zu erreichen, die die Systeme für den kommerziellen Einsatz attraktiv werden lassen. Für solche Wärme-Rückgewinnungssysteme sind mehrere Ansätze in der Fachliteratur vorgestellt worden, einzelne davon befinden sich derzeit in der Entwicklung.^[50-55]

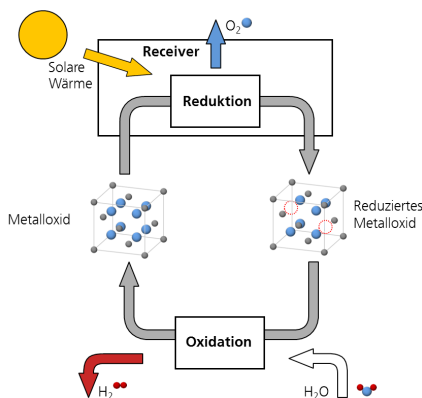


Abbildung 10: Die Grafik veranschaulicht den solar-thermochemischen Kreisprozess. Ein Metalloxyd wird zyklisch oxidiert und wieder reduziert. Die Reduktion wird durch solar erzeugte Hochtemperaturwärme angetrieben. Bei der Oxidation wird Wasser in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt.

Die momentan am weitesten fortgeschrittene Technologie zur solar-thermochemischen Brennstoffherzeugung wurde im Jahr 2019 im EU-Projekt SUN-to-LIQUID mit dem DLR als Projektpartner im 50 kW-Maßstab unter realen Bedingungen erfolgreich erprobt (Technology Readiness Level 5-6).^[56] Das Projekt zielt im Speziellen auf die Herstellung von „solarem Kerosin“ ab, wobei die Reaktoren zur Wasser- und CO₂-Spaltung verwendet werden. Der Redox-Zyklus wurde mit Reaktoren im Labormaßstab mehr als hundert Mal stabil wiederholt.^[57] Der demonstrierte Wirkungsgrad für einen 4-kW-Receiver-Reaktor liegt bei ca. 5,25 Prozent und stellt damit den aktuellen Rekord in diesem Feld dar.^[58] In techno-ökonomischen Studien wird davon ausgegangen, dass die Herstellung erneuerbarer Treibstoffe mit der Technologie ab Wirkungsgraden zwischen 10 und 20 Prozent kommerziell erfolgreich werden kann.^[59, 60] Modelle mit einer skalierten Anlage der weiterentwickelten SUN-to-LIQUID Technologie sagen Wirkungsgrade in dieser Größenordnung voraus. Das thermodynamische Potenzial liegt sogar bei über 50 Prozent.^[61] Bei SUN-to-LIQUID wurde in der Demonstrationsanlage bisher noch kein System zur Rückgewinnung der sensiblen Wärme implementiert. Um die angestrebten Wirkungsgrade zu erreichen, scheint dies allerdings erforderlich. Weitere Herausforderungen der Technologie sind der Batch-Betrieb der Receiver-Reaktoren und die Skalierung einzelner Reaktoren. Hier ist weiterer Entwicklungsbedarf notwendig. Eine ähnliche Technologie wird in der Projektreihe HYDROSOL unter der Beteiligung des DLR entwickelt. Mit dem darin verfolgten Ansatz wurde ein Array von drei Receiver-Reaktoren mit einer Auslegungs-Gesamtleistung von 750 kW entwickelt und getestet.^[62]

Eine weitere Technologievariante sieht den Einsatz von mobilem Redox-Material vor. Durch den Transport des Redox-Materials können Receiver-Reaktoren kontinuierlich betrieben werden. Außerdem ermöglichen solche Systeme die Implementierung von vielversprechenden Ansätzen zur Wärmerückgewinnung. Dabei liegt das Redox-Material in Partikelform oder als poröser Festkörper vor und wird zwischen Reduktionsreaktor und Spaltreaktor hin und her transportiert.^[53, 64, 65] Daneben gibt es eine Reihe weiterer Konzepte mit geringerem Entwicklungsstand in diesem Bereich. Die Angabe einiger Quellen soll die Vielfalt der unterschiedlichen Ansätze verdeutlichen, ohne sie detaillierter aufzuführen.^[66-76]

Ein großes Optimierungspotenzial sieht man auch in der Anwendung von neuen Redox-Materialien und Strukturen mit optimierten Eigenschaften.^[77-79] Durch den Einsatz dieser Redox-Materialien können die Anforderungen an den Prozess und die Komponenten verändert werden. Dadurch lassen sich Anlagentypen mit höheren Gesamtwirkungsgraden realisieren.^[80] Die bereits vorgestellten Konzepte wurden für den Ceroxid-Kreislauf entwickelt. Gleichzeitig werden weitere Redox-Materialien für den Einsatz in solar-thermochemischen Kreisläufen für die Wasserstoffherzeugung untersucht. Hierbei bieten vor allem Perowskite eine große Vielfalt an Kompositionen, mit denen sich die Materialeigenschaften

gezielt modifizieren lassen.^[81-83] Ein weiterer Ansatz für die Redox-Materialverbesserung sind Dotierungen von Ceroxid.^[84, 85] Mit diesen Materialien ist es beispielsweise möglich, die Reduktionstemperatur herabzusetzen und gleichzeitig den Reduktionsgrad zu erhöhen. Häufig wird allerdings der Bedarf an Wasserdampf erhöht und die Reaktionskinetik verlangsamt. Die Materialien müssen daher in Reaktor- und Prozessmodelle implementiert werden, um das Potenzial der Materialien quantifizieren und bewerten zu können. Auch hier ist weiterer Forschungsbedarf erforderlich.

Das Erzeugungspotenzial in Europa und der Welt hängt hauptsächlich vom solaren Strahlungsangebot und der Verfügbarkeit geeigneter Flächen für die Spiegelfelder ab. Innerhalb Europas sind geeignete Flächen, die nicht für andere Zwecke verwendet werden (beispielsweise für Landwirtschaft oder Viehzucht), nur in sehr geringem Maße vorhanden. In der Middle East North Africa (MENA)-Region findet sich jedoch eine Vielzahl geeigneter Flächen, mit denen der weltweite Wasserstoffbedarf potenziell gedeckt werden könnte. Weitere attraktive Standorte finden sich in Australien, den USA, Südafrika, Südamerika und in Asien. Die regionalen Kapitalkosten sind dabei einer der maßgeblichen Faktoren für die Wasserstoffgestehungskosten. Für den Baselinecase in einer aktuellen Studie wurden 1,90 Euro pro Liter Kerosin^[86] und 3,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff vorhergesagt^[87] – für die besten Standorte wie Israel, Chile und die USA sogar nur 1,60 Euro pro Liter Kerosin. Bisher wurden die Anlagen primär für den Einsatz von Ceroxid als Redox-Material konzipiert. Mit den momentan geschätzten Ceroxid-Ressourcen (bis zu 50.000 Kilotonnen) lassen sich vermutlich Anlagen in einer Größenordnung von 285 GW realisieren. Für noch größere Skalen wären Prozesse mit alternativen Redox-Materialien (zum Beispiel mit Perowskiten) zu entwickeln.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass solar-thermochemische Metalloxidredox-Kreisprozesse eine vielversprechende Möglichkeit darstellen, Wasserstoff großskalig und ökonomisch herzustellen. Die Prozesse und die dafür notwendigen Komponenten und Materialien wurden in den vergangenen Jahren nicht zuletzt durch die Forschungsarbeiten des DLR in mehreren nationalen und internationalen Projekten deutlich weiterentwickelt. In Bezug auf die zur Solarisierung solcher Prozesse erforderlichen Kernkomponenten sind noch Anpassungen notwendig, um weitere Wirkungsgradsteigerungen zu erreichen. Ansätze dafür wurden in der Literatur vorgestellt und werden mitunter schon von Forschung und Industrie weiterentwickelt und realisiert. Die große Bandbreite von möglichen Redox-Materialien und Prozesskonzepten legt nahe, dass auch zukünftig darüber hinausgehende Steigerungen im Wirkungsgrad und eine damit verbundene Senkung der Kosten möglich sind. Das DLR hat in diesem Feld durch die Systemkompetenz im Bereich der konzentrierenden Solarkraftwerke in Kombination mit der mehrjährigen intensiven Erforschung solar-thermochemischer Prozesse und Komponenten eine herausragende Stellung eingenommen.

Schwefelkreisprozesse für die Wasserstofferzeugung

In Folge der Ölpreiskrise in den 1970er Jahren wurde intensiv nach alternativen Energieträgern geforscht. Schon damals wurde das große Potenzial von Wasserstoff für die zukünftige Energieversorgung erkannt. Dabei rückten zwei thermochemische Prozesse in den Fokus der Forschung, die auf der thermischen Spaltung von Schwefelsäure beruhen: Zum einen das Schwefelsäure-Iod-Verfahren, bei dem erste Untersuchungen der Reaktionsmechanismeneinen möglichen thermischen Wirkungsgrad von 47 Prozent versprachen.^[88] Zum anderen der Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess, eine Kombination aus thermochemischen und elektrochemischen Verfahren. Beim letztgenannten, auch Westinghouse-Prozess genannten Verfahren kommt ein spezieller Elektrolyseur zum Einsatz, dem neben Wasser auch Schwefeldioxid (SO_2), das Reaktionsprodukt der Schwefelsäurespaltung, zugeführt wird (Abbildung 13). Die theoretisch notwendige Zersetzungsspannung für die Wasserspaltung liegt dadurch bei der SDE (Schwefeldioxid-depolarisierte Elektrolyse) mit 0,17 Volt deutlich niedriger als bei der konventionellen Elektrolyse (1,23 Volt). Auch bei ungünstigeren Annahmen liegt der Bedarf an elektrischer Energie bei maximal 35 Prozent im Vergleich zur klassischen elektrochemischen Wasserspaltung.^[89]

Insgesamt wird beim Westinghouse Prozess ein thermischer Wirkungsgrad von 30 Prozent erwartet.^[91] Zwar ist im Vergleich zum Schwefelsäure-Iod-Verfahren der Wirkungsgrad niedriger und es wird neben thermischer Energie auch elektrische Energie benötigt.



Abbildung 11: Das Foto zeigt die SUN-to-LIQUID-Anlage in Spanien, in der vor Ort im 50-kW-Maßstab die Produktion von solarem Kerosin demonstriert wurde. Ein Teilschritt ist dabei die Produktion von Wasserstoff mittels thermochemischem Redox-Zyklus.

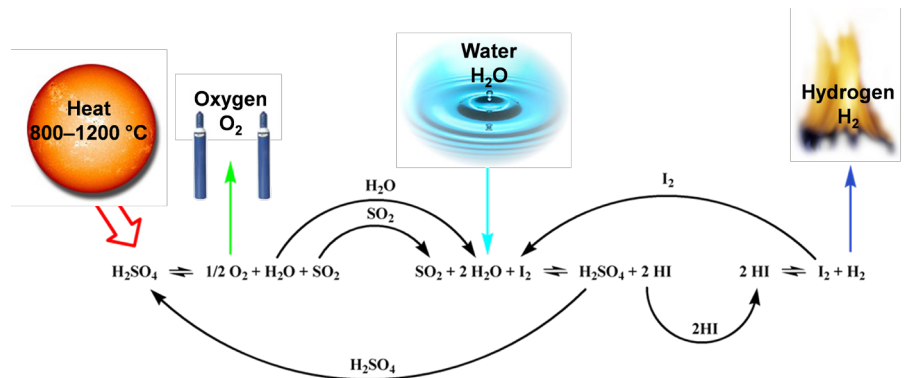


Abbildung 12: Reaktionsmechanismen des Schwefel-Iod-Verfahrens.^[90] Hochtemperaturwärme, beispielsweise aus konzentrierender Solarthermie, wird für die Schwefelsäurespaltung genutzt. Das Reaktionsprodukt Schwefeldioxid dient in der Bunsenreaktion zur Erzeugung von Iodwasserstoff, welcher anschließend zu Wasserstoff zersetzt wird.

Dafür ist die prozesstechnische Umsetzung des Westinghouse Prozesses deutlich einfacher. Statt der Schwefeldioxid-depolarisierten Elektrolyse werden für das Schwefelsäure-Iod-Verfahren zwei weitere Reaktoren benötigt (Abbildung 12): In einem läuft die sogenannte Bunsenreaktion ab, bei der Schwefeldioxid aus der Schwefelsäurespaltung unter Zugabe von Iod und Wasser zu Iodwasserstoff (HI) und Schwefelsäure reagiert. Der Iodwasserstoff reagiert in einer weiteren Reaktion zu Wasserstoff und Iod, wodurch der Prozess geschlossen ist und sich als Nettoreaktion die Spaltung von Wasser ergibt. Die Handhabung der stark korrosiven Stoffe Schwefelsäure und Iod ist prozesstechnisch enorm schwierig. Eine weitere zentrale Schwierigkeit bei der Umsetzung des Prozesses ist die Trennung der Reaktionsprodukte der Bunsenreaktion, Schwefelwasserstoff und Schwefelsäure.^[92] Für den zentralen Prozessschritt beider Kreisprozesse – die Spaltung von Schwefelsäure – wird Hochtemperaturwärme bei etwa 900 °C benötigt. Zu Beginn der Forschung an den Kreisprozessen standen vor allem Hochtemperatur-Kernreaktoren als mögliche Wärmequelle im Fokus. Dieser Ansatz wird bis heute etwa von der japanischen Atomenergieagentur JAEA zur Umsetzung des Schwefelsäure-Iod-Verfahrens verfolgt.^[93] Doch bereits in den ersten Konzepten wurde die konzentrierende Solarthermie ebenfalls als eine vielversprechende alternative Hochtemperaturquelle für den Kreisprozess genannt.^[89] Aufgrund der stagnierenden Entwicklung bei Hochtemperatur-Kernreaktoren und zunehmender Skepsis gegenüber der Nutzung der Kernkraft stieg das Interesse an der Nutzung der konzentrierenden Solarthermie für diesen Prozess.

Am DLR wird die solare Schwefelsäurespaltung bereits seit Mitte der 1990er Jahre erforscht und verschiedene Reaktoren für den Prozessschritt entwickelt.^[94-96] Bei der neuesten Entwicklung wird die Hochtemperaturwärme durch solar erhitzte Partikel zur Verfügung gestellt.^[97] Die Partikel werden in einem am DLR entwickelten Zentrifugalreceiver (CentRec) auf eine Temperatur von 900 bis 1000 °C gebracht. Ein großer Vorteil der Partikeltechnologie ist

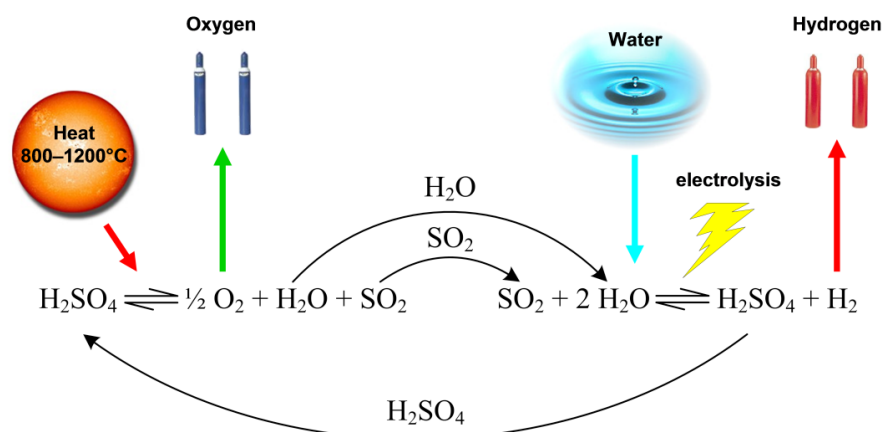


Abbildung 13: Prinzip des Schwefel-Hybrid-Prozesses.^[90] Hochtemperaturwärme wird für die Schwefelsäurespaltung genutzt. Das Reaktionsprodukt Schwefeldioxid reduziert den Strombedarf bei der elektrochemischen Wasserspaltung in einer so genannten Schwefeldioxid-depolarisierten Elektrolyse.

neben den möglichen hohen Prozesstemperaturen auch die einfache Speicherbarkeit von heißen Partikeln in isolierten Behältern. Dadurch ist es möglich, die Schwefelsäurespaltung und nachfolgende Prozessschritte kontinuierlich zu betreiben. Im Rahmen des EU-Projekts PEGASUS und des vom Land Nordrhein-Westfalen geförderten Projekts BaSiS wird derzeit ein neuentwickelter partikelbasierter Schwefelsäurespaltungsreaktor getestet.

Auch für die vorgestellten Schwefelkreisprozesse lässt sich festhalten, dass diese eine vielversprechende Möglichkeit darstellen, Wasserstoff großskalig und ökonomisch herzustellen. Die großtechnische Umsetzung der vorgestellten Prozesse erfordert weitere Forschungsanstrengungen, wie sie am DLR durchgeführt werden. Von zentraler Bedeutung ist die Entwicklung von effizienten und langlebigen Reaktoren für die Schwefelsäurespaltung mit konzentrierender Solarthermie. Die technische Umsetzung des Schwefel-Iod-Verfahrens erfordert noch weitere technische Lösungen, beispielsweise die Trennung von Iodwasserstoff und Schwefelsäure. Gelingt die technische Umsetzung, versprechen die sinkenden Kosten bei der konzentrierenden Solarthermie attraktive Wasserstoffgestehungskosten. Werden mit den Prozessen tatsächlich thermische Wirkungsgrade von etwa 30 Prozent erreicht, erscheinen Gestehungskosten im Bereich von zwei Euro pro Kilogramm Wasserstoff möglich.

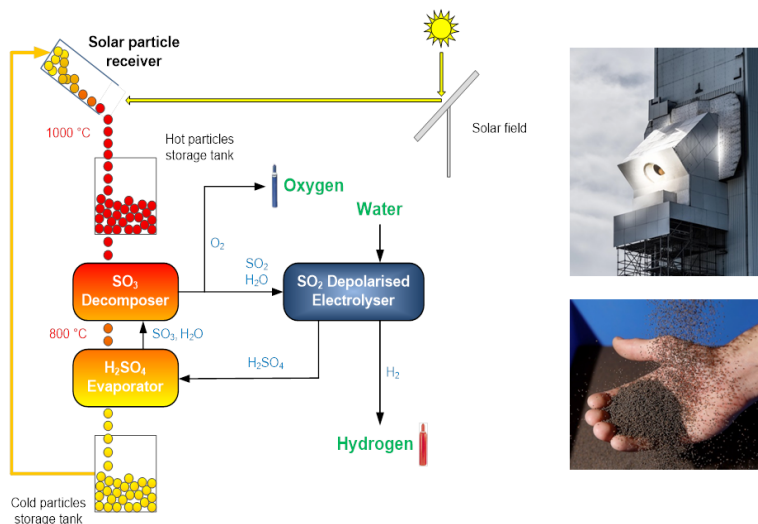


Abbildung 14: Schwefelsäurespaltung mit solar erhitzten Partikeln. Partikel werden in einem solaren Receiver auf Temperaturen über 900 °C erhitzt. Die thermische Energie wird für die Schwefelsäurespaltung genutzt. Die erforderliche Partikeltemperatur wurde bei Versuchen am Solarturm Jülich erreicht. Oben rechts ist der eingesetzte zentrifugale Partikelreceiver CentRec zu sehen, darunter die verwendeten Bauxit-Partikel.

2.1.3 Photo-elektrochemische und photokatalytische Wasserspaltung

Eine weitere Möglichkeit der Wasserstoffproduktion aus der Energie der Sonne ist die photoelektrochemische Wasserspaltung. Photo-elektrochemische Zellen (PEC) nutzen spezielle Materialien für die direkte lichtinduzierte Wasserspaltung (Abbildung 15). Eine photoelektrochemische Zelle besteht aus einem Halbleiter (Photoelektrode/Elektrolyt System), zwischen dem und einer Gegenelektrode ein Stromfluss erfolgt. Im üblichen Fall befinden sich Anode und Kathode in fester Phase während der Elektrolyt eine flüssige Lösung ist, die Ionen aber keine freien Elektronen transportiert.

Die Photokatalyse unterscheidet sich von der photo-elektrochemischen Wasserspaltung dadurch, dass keine Gegenelektrode auf den photochemisch aktiven Halbleiter angewendet wird. Über die Wasserstoffherstellung durch Wasserspaltung in einer photo-elektrochemischen Zelle wurde zum ersten Mal im Jahr 1972 berichtet.^[98] Dabei wurde eine Photo-Anode aus TiO_2 unter UV-Beleuchtung verwendet. Darüber hinaus wurde der Prozess der Photo-Elektrolyse bereits 1979 in verschiedenen Elektrodenvarianten nachgewiesen.^[99]

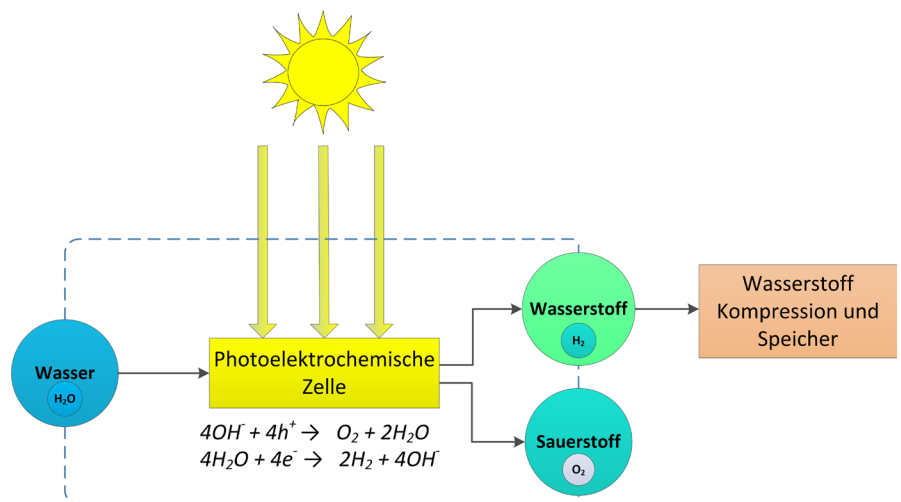


Abbildung 15: Photo-elektrochemische Wasserspaltung. Es findet direkt eine lichtinduzierte Wasserspaltung in der photo-elektrochemischen Zelle statt.

Zu diesem Zeitpunkt wurde die Photo-Elektrolyse mit einem n-Typ-Halbleiter als Anode und einer metallischen Kathode, mit einem lichtabsorbierenden p-Typ-Halbleiter als Kathode und einer metallischen Anode demonstriert.^[100] Weiterhin wurde die Photo-Elektrolyse in einer Zelle aus einem n-Typ-Halbleiter als Anode und einem p-Typ-Halbleiter als Kathode beobachtet. Jedoch hat diese Technologie erst in jüngerer Vergangenheit besondere Aufmerksamkeit von Forschern erhalten. So wurde am DLR der Teststand SoCRatus (Abbildung 16) für die experimentelle Untersuchung photokatalytischer und photo-elektrochemischer Systeme unter konzentrierter Solarstrahlung entwickelt.^[101]

In den vergangenen Jahren gab es vielversprechende Fortschritte, beispielweise durch Nanostrukturierung. Im Rahmen des europäischen Projekt PECDEMO (Photoelectrochemical Demonstrator Device)^[102], an dem das DLR als Partner beteiligt war, wurde eine hybride photo-elektrochemisch-photovoltaische (PEC-PV) Tandemvorrichtung zur lichtbetriebenen Wasserspaltung entwickelt. Dieser Tandemansatz sorgt für eine optimale Nutzung des Sonnenspektrums (Abbildung 16). Dabei wurden verschiedene Halbleiter und Zellgrößen getestet. Für eine sehr kleine Zelle mit einer Photokathode aus $\text{Ga}_2\text{O}_3/\text{Cu}_2\text{O}$ -Nanodraht wurde ein Rekordwirkungsgrad von 16,1 Prozent erzielt. Eine Photo-Elektrode aus Eisen (III)-Oxid erwies sich am stabilsten, mit ihr konnte ein Betrieb von über 1000 Stunden realisiert werden. Das Ziel einer PEC-Zelle mit einer aktiven Fläche von 50 cm^2 wurde mit einer Photo-Elektrode aus Kupfer-(I)-oxid (Cu_2O) erreicht. Die Herausforderung bleibt es, PEC-Zellen zu bauen, die gleichzeitig hohe Wirkungsgrade, große aktive Flächen und Langzeitstabilität bieten. Im neuen Projekt PECSYS (Technology demonstration of large-scale photo-electrochemical system for solar hydrogen production) soll ein System mit über zehn Quadratmeter aktiver Zellfläche über mehrere Monate getestet werden. Angestrebt wird dabei ein Wirkungsgrad von über sechs Prozent.^[103]



Abbildung 16: SoCRatus-Teststand des DLR zur Untersuchung photokatalytischer und photo-elektrochemischer Systeme unter konzentrierter Solarstrahlung.^[102]



Abbildung 17: Hybride photo-elektrochemisch-photovoltaische Zelle (PEC-PV) des Projekts PECDEMO.^[102]

Der photo-elektrochemische sowie die photokatalytischen Prozesse befinden sich noch in der experimentellen Phase und weisen ein Technology Readiness Level (TRL) von 2 bis 4 auf.^[104] Diese Technologien stellen also vielversprechende Ansätze zur Erzeugung von Wasserstoff aus Sonnenenergie dar,^[105] benötigen aber noch weitere Forschungsanstrengungen. Mit den besten Materialien für die Halbleiterelektroden konnten kurzzeitig bereits Wirkungsgrade zwischen 5 und 15 Prozent erreicht werden.^[106] Signifikante Forschung und Entwicklung bleiben notwendig, um geeignete langzeitstabile Materialien für die Halbleiterschichten zu identifizieren.^[104] Entscheidend wird dann sein, welche Wirkungsgrade im Langzeitbetrieb erreicht werden können und ob und wie es in effektiver Weise gelingt, den Wasserstoff auf den großen Erzeugungsfächen einzusammeln, zu konzentrieren und zu komprimieren. Im Projekt PECDEMO wurden technoökonomische Betrachtungen durchgeführt, bei denen ein Systemwirkungsgrad von acht Prozent angenommen wurde. Damit würden die Wasserstoffgestehungskosten bei neun Euro pro Kilogramm Wasserstoff liegen.^[107] Werden höhere Wirkungsgrade bei der Umsetzung von Sonnenlicht in Wasserstoff erreicht, ließen sich auch deutlich niedrigere Gestehungskosten erzielen.

2.1.4 Photobiologische Wasserspaltung

Die photobiologische Wasserspaltung ist eine spezielle Art der Photosynthese und eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff direkt aus Sonnenlicht zu produzieren. Der Wasserstoff ist dabei ein Nebenprodukt des Stoffwechsels von Mikroorganismen. Sowohl Cyanobakterien als auch Grünalgen (Chlorophyceae) sind in der Lage, Wasserstoff per Photolyse aus Wasser zu bilden.^[108, 109] Vorteil dieser biologischen Verfahren ist, dass sie bei normalen Umgebungsbedingungen ablaufen und damit verfahrenstechnisch einfach umsetzbar sind. Außerdem lässt sich das Substrat für die Wasserstoffproduktion durch Vermehrung der Mikroorganismen einfach reproduzieren. Ein Nachteil der Technologie ist, dass im produzierten Wasserstoff Schwefelanteile enthalten sein können, weshalb er für viele Anwendungen nicht ohne Aufreinigung genutzt werden kann, beispielsweise in Brennstoffzellen.^[110]

Bislang ist es nicht möglich, Wasserstoff großtechnisch mit photobiologischen Verfahren herzustellen. Ein Problem ist die Sauerstoffempfindlichkeit der beteiligten Mikroorganismen, da Sauerstoff ebenfalls in großen Mengen durch die Wasserspaltung entsteht. Momentan sind die Wirkungsgrade daher eher niedrig, so dass nur 1,5 Prozent der eingestrahlten Sonnenenergie zu Wasserstoff umgesetzt werden können. Durch eine sofortige Entfernung des entstehenden Sauerstoffs könnte der Wirkungsgrad auf 3 bis 10 Prozent steigen.^[23] Einige Autoren gehen davon aus, dass eine großtechnische Wasserstoffherstellung erst durch eine biotechnologische Veränderung der eingesetzten Mikroorganismen möglich wird.^[111]

2.2 Verfahren der Wasserstoffgewinnung aus organischen Verbindungen

Die Wasserstoffproduktion wird aktuell von Verfahren dominiert, die auf der thermochemischen Umsetzung von fossilen Kohlenwasserstoffverbindungen beruhen.^[5] Die verwendeten Verfahren und mögliche Prozessoptimierungen, insbesondere durch die Integration von erneuerbarer Energie, werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Bisherige Verfahren verbrennen einen Teil der Ausgangsstoffe, um thermische Energie für den Umwandlungsprozess zur Verfügung zu stellen. Deswegen kann durch die Integration von erneuerbaren Energien, vor allem von konzentrierender Solarthermie, der erforderliche Einsatz von Kohlenwasserstoffen reduziert werden. Ein Ansatz, die Verfahren komplett CO₂-neutral zu gestalten, ist die Nutzung von Biomasse anstelle fossiler organischer Verbindungen als Ausgangsstoff. Holz, Holzabfälle, Nebenprodukte landwirtschaftlicher Nutzpflanzen, Siedlungsabfälle und Wasserpflanzen sind Quellen für Biomasse, die nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehen.

2.2.1 Thermochemische Umsetzung organischer Verbindungen

Die derzeitigen industriellen Verfahren zur thermochemischen Wasserstoffherzeugung aus Kohlenwasserstoffverbindungen lassen sich in drei Kategorien einteilen: Reformierung, thermische Zersetzung und Vergasung. Bei den ersten beiden werden gasförmige Kohlenwasserstoffe (z. B. Erdgas) verwendet, während die dritte Kategorie organische Stoffe wie Kohle, Biomasse oder Abfälle in Form von Feststoffen oder Schlämmen verarbeiten kann. Alle Verfahren sind stark endotherm und erfordern daher die Zuführung von Prozesswärme. Dies ist möglich durch Wärmezufuhr von außen (allotherme Prozesse) oder durch die Verbrennung eines Teils der organischen Ausgangsstoffe innerhalb des Reaktors unter Verwendung von Sauerstoff (autotherme Prozesse). Eine Möglichkeit, die Ausbeute zu steigern und damit Emissionen aus diesen Prozessen zu senken, ist der Verzicht auf das Verbrennen der organischen Ausgangsstoffe. Die benötigte Prozesswärme kann stattdessen aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Hierfür eignen sich insbesondere konzentrierende Solarsysteme. Dieser Abschnitt bietet eine Übersicht über aktuelle Verfahren und Projekte zur Integration von Solarenergie.

Reformierung von Kohlenwasserstoffen

Der Vorgang der Dampfreformierung und der CO₂-Reformierung (auch „trockene Reformierung“ genannt) wird bei der Verwendung von Methan durch folgende Reaktionsgleichungen abgebildet:



Beide Reaktionspfade können auch kombiniert werden, wobei Methan mit einer Mischung aus Wasser und CO₂ reagiert. Beide Reaktionen sind katalytisch und stark endotherm. Industrielle Reformierungsprozesse werden bei Temperaturen zwischen 800 und 1000 °C durchgeführt.^[112] Die erforderliche Energie wird bei der Reformierung von Erdgas im Normalfall durch die Verbrennung von zusätzlichem Erdgas und durch die Rückgewinnung von Prozessabwärme nach dem Reformierungsreaktor zur Verfügung gestellt. Der Anteil des zusätzlich verbrannten Erdgases am gesamten Erdgasverbrauch variiert zwischen drei und 20 Prozent. Das Produkt der Reformierungsreaktion – eine Mischung aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff – wird als Synthesegas bezeichnet. Wenn aus dem Synthesegas der Reformierungsreaktion Wasserstoff gewonnen werden soll, wird der Anteil an Wasserstoff durch die so genannte Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) erhöht:



Nach der WGS besteht das Produktgas hauptsächlich aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid mit Resten von Kohlenstoffmonoxid und nicht reagiertem Methan. Das CO₂ kann durch Absorption in Aminen oder anderen geeigneten Lösungsmitteln abgetrennt werden. Dieses absorbierte CO₂ wird anschließend aus dem Lösungsmittel freigesetzt und kann für Transport und Lagerung verdichtet werden. Weitere Methoden zur Abtrennung von CO₂ sind die Hochdruck-Membranfiltration, Adsorptions-/Desorptionsverfahren und die kryogene Trennung. Adsorptionsverfahren beruhen auf der Verwendung von hochporösen Feststoffen wie Aktivkohle. Moderne Dampfreformierungsanlagen verwenden zur Entfernung des CO₂ meist die Druckwechsel-Absorption (PSA). Bei diesem Prozess wird auch das verbliebene CO und CH₄ entfernt, sodass der erzeugte Wasserstoff eine Reinheit von 99,99 Prozent aufweist. Abhängig von den verwendeten Energiequellen und der Effizienz des Prozesses erzeugt die Dampfreformierung 9 bis 14 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Basierend auf preisgünstigem Schiefergas können die Kosten der H₂-Produktion aus der Dampfreformierung weniger als zwei Euro pro Kilogramm betragen.^[113] Die Kosten des CO₂-Abscheidungsprozesses liegen je nach Verfahrensausführung bei etwa 0,10 bis 0,30 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.^[20]



Abbildung 18: Hochleistungsstrahler Synlight des DLR in Jülich, die weltweit größte Forschungsanlage mit künstlicher konzentrierender Solarstrahlung. Ende 2019 wurde hier im Rahmen des Projekts INDIREF ein solarer Reformierungsreaktor erfolgreich getestet.

Solare Reformierung

Stammt die Prozesswärme für die endotherme Reformierungsreaktion aus erneuerbaren Energiequellen, können die CO₂-Emissionen deutlich gesenkt werden, im Idealfall auf 5,5 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.^[113] Damit wären die CO₂-Emissionen um etwa 40 Prozent geringer als bei der klassischen Dampfreformierung mit Teilverbrennung von Erdgas. Verfahren zur Reformierung mit konzentrierender Solarthermie wurden intensiv erforscht.^[114] Die technisch einfachere indirekte Beheizung über solar erwärmte Luft wurde zum ersten Mal Anfang der 1990er Jahre am CIEMAT in Spanien und am DLR getestet,^[115] später auch in Australien.^[116] Die Reformierung mit direkt bestrahlten Receivern/Reaktoren aus poröser Keramik realisierten erstmals das DLR und SANDIA in den USA.^[117-119] Am DLR wurde ein Receiver mit 400 kW thermischer Leistung entwickelt und im Rahmen des Projekts SOLREF in Israel unter realen Sonnenbedingungen getestet. Der Reaktor ist für eine Betriebstemperatur von 950 °C und einen Druck von 15 bar ausgelegt. In dem durch die EU und das Land Nordrhein-Westfalen geförderten Projekt INDIREF wurde kürzlich am DLR ein neuer indirekt beheizter Reformierungsreaktor erfolgreich getestet. Die Versuche fanden im Hochleistungsstrahler Synlight in Jülich (Abbildung 18) statt.

Die Untersuchungen im Rahmen des Projektes SOLREF zeigten, dass mit der solaren Reformierung im Vergleich zu konventionellen Prozessen 40 Prozent Erdgas, und damit CO₂, eingespart werden können. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Wasserstoffgestehungskosten etwa 20 Prozent höher als bei der rein fossilen Reformierung liegen.^[120] Die im Vergleich zum Projektzeitpunkt deutlich gesunkenen Kosten für Komponenten der konzentrierenden Solarthermie legen nahe, dass der Wasserstoff aus der solaren Reformierung heute nicht mehr teurer wäre als der rein fossile Wasserstoff.

Pyrolyse und Vergasung von Kohle/Biomasse und kommunalen Abfällen

Eine Möglichkeit, Wasserstoff aus organischer Substanz zu produzieren, ist die Pyrolyse. Dabei wird der Ausgangsstoff ohne Zugabe von Sauerstoff auf Temperaturen von etwa 700 bis 900 °C aufgeheizt, wodurch Verbindungen in den Kohlenwasserstoffen aufgebrochen werden. Als Produkt ergibt sich eine Mischung aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Methan sowie weiteren Kohlenwasserstoffen und Nebenprodukten.^[121] In einem anschließenden Dampfreformierungsschritt können Methan und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid reagieren (vgl. Abschnitt Reformierung von Kohlenwasserstoffen):

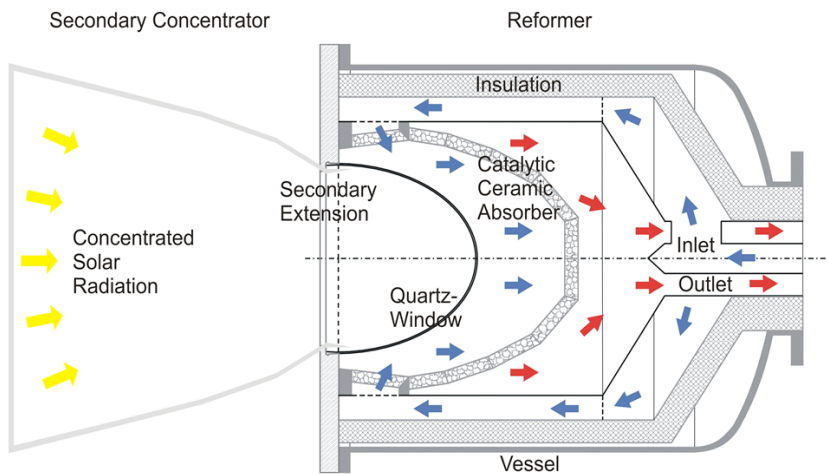


Abbildung 19: Schema eines solaren Reformierreaktors.^[114]

Die Vergasung von festen kohlenstoffhaltigen Ausgangsstoffen erfordert Temperaturen von über 1000 °C, also deutlich höhere Temperaturen als die Pyrolyse. Allerdings lässt sich dadurch auch die Ausbeute an Wasserstoff steigern.^[121] Die Ausgangsstoffe werden dabei vollständig in Gase umgewandelt, indem sie mit einer kontrollierten Menge an Oxidationsmittel wie Sauerstoff, CO₂ und/oder Dampf reagieren, um CO und H₂ (und CO₂ als Nebenprodukt) zu erzeugen. Die Dampfvergasung umfasst die Reaktion von Dampf mit festen kohlenstoffhaltigen Ausgangsstoffen wie Kohle, Koks, Biomasse oder kohlenstoffhaltigen Abfällen:



Je nach den Betriebsbedingungen können auch Komponenten wie Teere, Kohle, Asche, Öle und flüchtige organische Stoffe gebildet werden. Genau wie Reformierreaktoren verwenden herkömmliche Vergaser einen Teil des Eingangsstroms, um Wärme für die Reaktion bereitzustellen.

Solarunterstützte Vergasung

Bei den Verfahren zur solarunterstützten Vergasung haben sich solare Wirbelschichtvergaser als vielversprechende Technologie herauskristallisiert. Dabei wird das Einsatzmaterial kontinuierlich mit inerten Partikeln durch ein neutrales Gas und/oder das Oxidationsmittel suspendiert. Ein von der ETH Zürich, CIEMAT und PDVSA entwickelter Cavity-Vergaser mit einer thermischen Leistung von 500 kW, der auf der Plataforma Solar de Almería (PSA) in Spanien getestet wurde, ist der bisher größte getestete solare Vergaser.^[122]

Methan cracken

Methan aus Erdgas oder Biogas kann thermisch ohne Zugabe von Sauerstoff oder Wasser in Wasserstoff und festen elementaren Kohlenstoff zersetzt werden:^[123]



Durch diesen Prozess des Methan crackens kann Wasserstoff ohne CO₂-Emissionen erzeugt werden, da der elementare Kohlenstoff als Rohprodukt verwendet oder dauerhaft gespeichert werden kann. Der rein thermische Prozess ohne Katalysatoren erfordert Temperaturen von über 1200 °C. Durch Katalysatoren kann die erforderliche Temperatur gesenkt werden, wobei die Verunreinigung des Katalysators durch Kohlenstoff ein Problem darstellt.

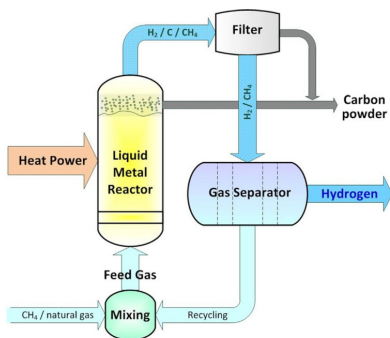


Abbildung 20: Fließbild zum Methan cracken in einem Flüssigmetallreaktor.^[124] Methan wird in einen beheizten Flüssigmetallreaktor eingebracht und dort in Wasserstoff und elementaren Kohlenstoff zerlegt.

Das Interesse an diesem Verfahren, das auch Methanpyrolyse genannt wird, wurde vor kurzem erneuert: BASF, Linde und ThyssenKrupp erhielten vom BMBF Förderung für die Entwicklung einer neuartigen Hochtemperaturtechnologie in einem Wirbelschichtreaktor (FBR), der bei 1200 bis 1400 °C betrieben wird. Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wird das Methan cracken in einem Blasensäulen-Flüssigmetallreaktor untersucht. Die mit dem Wärmeträgermedium Zinn durchgeführten Versuche führten zu vielversprechenden Ergebnissen.^[125] Abbildung 20 zeigt ein Fließschema des Prozesses. Zusammen mit dem DLR forscht das KIT auch daran, die Hochtemperaturwärme für den Prozess durch konzentrierende Solarthermie bereitzustellen. Das solare Methan cracken wurde zuvor bereits in den USA,^[126] der Schweiz,^[127] in Israel^[128] und in Frankreich untersucht.^[129] Der im Prozess erzeugte elementare Kohlenstoff (ca. 3,3 Kilogramm pro Kilogramm Wasserstoff) ist beispielsweise als Ersatz für Steinkohle in der Koks- und Stahlindustrie im Gespräch.^[87] Dadurch würden allerdings wiederum Kohlenstoffdioxidemissionen verursacht. Alternativ wird eine Nutzung als Humusbildner in der Landwirtschaft vorgeschlagen. Eine weitere Herausforderung ist es, die Bildung von toxischen polyaromatischen Kohlenwasserstoffen durch geeignete Wahl der Reaktionsbedingungen zu unterbinden. Das kann zum Beispiel durch Anwendung hoher Reaktionstemperaturen von etwa 1400 °C gelingen. Derzeit ist kein kommerzieller Prozess bekannt, der sowohl Kohlenstoff als auch Wasserstoff (Brennstoffzellenqualität) als kommerzielle Produkte erzeugt.^[88] Aufgrund der geringeren Wasserstoffausbeute im Vergleich zur Dampfpreformierung, ist von höheren Wasserstoffgestehungskosten bei der Methanpyrolyse auszugehen. Ohne wirtschaftliche Nutzung des Kohlenstoffs sollen sie bei etwa drei Euro pro Kilogramm Wasserstoff liegen.^[130]

Kapitel 3 Transport und Speicherung

3.1 Konzepte für den Transport nach Deutschland

Der Transport von Wasserstoff lässt sich grundsätzlich in zwei Ebenen differenzieren: Der erste Abschnitt bezeichnet den globalen Transport vom Ort der zentralen Erzeugung bis hin zu einem großen zentralen Knotenpunkt im Zielland, zum Beispiel einem Hafen. Die zweite Ebene beschreibt die lokale Verteilung vom Knotenpunkt bis zum Endnutzer.

3.1.1 Globaler Wasserstofftransport per Tankschiff

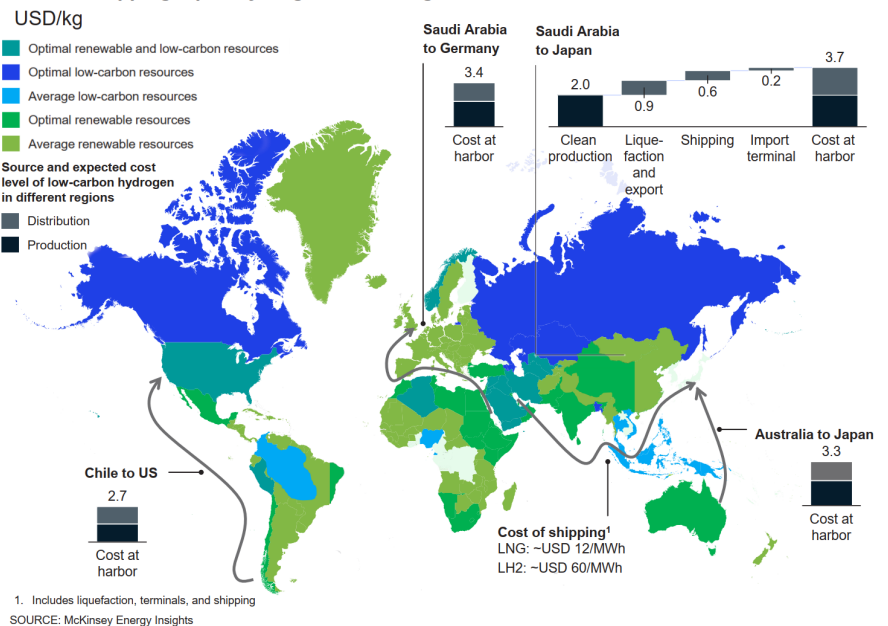
Für den globalen Wasserstofftransport über große Distanzen bieten sich drei Optionen an, die alle auf in flüssigem Zustand gespeichertem Wasserstoff basieren: flüssiger Wasserstoff (LH_2), Ammoniak (NH_3) und die so genannten flüssigen organischen Wasserstoffträger (LOHC).^[20] Die Verschiffung von LH_2 liefert Wasserstoff in reiner Form an den Ort des Empfängers, vergleichbar mit der für Flüssiggas (LNG) verwendeten Technologie. Trotz der derzeit hohen Transportkosten (im Jahr 2020 zum Beispiel 15 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff für die Strecke von Saudi-Arabien nach Japan) ist davon auszugehen, dass sich zukünftig Investitionen in die Infrastruktur für Wasserstoffproduktion und -übertragung bei einer zunehmenden Verbreitung der Technologie amortisieren können. So wird ein deutlicher Rückgang der Transportkosten auf der genannten Strecke von 15 auf 1,7 US-Dollar pro Kilogramm im Jahr 2030 erwartet.^[20] Eine solche Entwicklung würde mit einer Vergrößerung der typischen Schiffskapazität von 160 Tonnen auf etwa 10.000 Tonnen und einer Verflüssigungskapazität von 10 bis 50 auf bis zu 500 Tonnen pro Tag einhergehen. Wenn anschließend die lokale Distribution mit Lastwagen sowie die Lagerung oder die direkte Nutzung von Wasserstoff als LH_2 möglich ist, profitieren diese nächsten Schritte vom LH_2 -Transport, da keine weiteren Umwandlungsschritte erforderlich sind. Abbildung 21 zeigt Beispiele für potenzielle Transportwege und Quelle-zu-Verbraucher-Kosten für den LH_2 -Transport.^[20] Es ist zu beachten, dass sich diese Kosten bei einer Skalenvergrößerung sehr stark ändern können.

Der Transport von Ammoniak als Wasserstoffträger erfordert aufgrund seiner Toxizität eine sorgfältige Handhabung durch zertifizierte Betreiber entsprechender Transportinfrastruktur. Dabei lässt sich bereits bestehende weltweite Transport- und Vertriebsinfrastruktur nutzen. Sofern das Ammoniak auch für die Endnutzung benötigt wird, kann zudem auf die weitgehend etablierte Wasserstoff-zu-Ammoniak-Konvertierungstechnologie und vorhandene Transportwege zurückgegriffen werden. Für ein solches Szenario werden Transportkosten prognostiziert, die um den Faktor 3 günstiger sind, als die für den LH_2 -Transport.^[131] Wenn die Endnutzung jedoch reinen Wasserstoff erfordert, ist ein zusätzlicher Schritt zur Rückumwandlung erforderlich. Diese Technologie befindet sich derzeit in einem recht frühen Entwicklungsstadium. Darüber hinaus würde die Rückumwandlung den Zugang zu kostengünstiger erneuerbarer Energie am Ankunftshafen oder am Ort des Verbrauchers erfordern. Je nach technologischer Entwicklung und den lokalen Bedingungen könnte dieser Schritt der Rückumwandlung ergänzend zu den Umwandlungs- und Transportkosten weitere 1 bis 2 US-Dollar pro Kilogramm beitragen.

LOHCs bestehen aus Paaren wasserstoffarmer und wasserstoffreicher organischer Verbindungen wie zum Beispiel Toluol/Methylcyclohexan. Sie können durch wiederholte katalytische Hydrierungs- und Dehydrierungszyklen Wasserstoff speichern bzw. wieder abgeben^[132] und weisen ein hohes Wasserstoff-Aufnahmevermögen auf. Der Transport von Wasserstoff mittels LOHC hat ebenso den Vorteil, dass die bestehende Transportinfrastruktur für Rohstoffe und Zwischenprodukte der Erdöl- und Petrochemie genutzt werden kann. Ähnlich wie beim Ammoniak liegt die Herausforderung im Dehydrierungsschritt: Dieser erfordert die Entwicklung von großskaligen Anlagen und den dazugehörigen Prozessen ebenso wie einen erheblichen Energieeinsatz am Imphofafen oder am Ort des Verbrauchers. Im Gegensatz zu Ammoniak macht diese Form des Wasserstoffträgers zusätzlich noch den Rücktransport des dehydrierten Trägermaterials zum Ursprungshafen oder zum Wasserstoff-Erzeugungsort erforderlich. Hinzu kommt, dass zurzeit unterschiedliche Techniken zur Nutzung von LOHC untersucht und entwickelt werden, die eine Economy of Scale behindern könnten, sofern es nicht gelingt, universelle Standards zu etablieren. Angesichts des geringen Reifegrades der Technologie sind die Kostenschätzungen für LOHC, die in ähnlicher Größenordnung liegen wie die für LH₂,^[133] sowie für die erreichbare Anzahl an Be- und Entladungszyklen noch sehr unsicher und erfordern zusätzliche Forschung und Entwicklung.

Welche Transporttechnologie die kostengünstigste Option sein wird, hängt von Faktoren wie der Endanwendung, der Distanz und dem Transportmittel für den erforderlichen Landtransport, der Größe des Marktes sowie der technologischen Entwicklung ab. Wenn in der Endanwendung Wasserstoff genutzt werden soll, scheint LH₂ im Vergleich zu NH₃ und LOHC in der gesamten Wertschöpfungskette die höchste technologische Reife aufzuweisen. Eine signifikante Maßstabsvergrößerung und die Marktdurchdringung als entscheidende Parameter für Kostensenkungen vorausgesetzt, kristallisiert sich LH₂ zumindest bis zum Jahr 2030 als die kostengünstigste Transportmethode für den globalen Transportabschnitt heraus.

Cost of shipping liquid hydrogen across regions, 2030



Bildquelle: McKinsey Energy Insights

Abbildung 21: Beispiele für potenzielle Routen des globalen Wasserstofftransports. Angegeben sind die Quellezu-Verbraucher-Kosten für den LH₂-Transport.^[20]

3.1.2 Wasserstoff-Distribution zum Verbraucher

Für die Wasserstoffverteilung auf lokaler bzw. regionaler Ebene bieten sich auf mittelfristige Sicht drei Optionen an:^[5] der Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff mittels Lkw, der Transport von verflüssigtem Wasserstoff mittels Lkw sowie der Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff durch Pipelines. Die Wahl der Transportform

von Wasserstoff hängt von der Entfernung zwischen Produktions- und Nutzungsstandort, vom Wasserstoffbedarf, von standortspezifischen Bedingungen (zum Beispiel vorhandene Infrastruktur und Platzbedarf) und wirtschaftlichen Kriterien ab. Für kürzere Entfernungen verursacht komprimierter gasförmiger Wasserstoff (GH_2) die geringsten Kosten. Für Entfernungen von mehr als 300 bis 400 km ist der Flüssiggas-Transport am wirtschaftlichsten. Wenn der Wasserstoff bereits in flüssiger Form am Produktions- oder Lieferort verfügbar ist, sind für diese Transportform auch kürzere Entfernungen wirtschaftlich. Komprimierter gasförmiger Wasserstoff per Lkw-Transport eignet sich für kürzere Entfernungen in kleineren Mengen, während bei großen Mengen Pipelines vorteilhaft sind. Bei zentralen, großmaßstäblichen Anwendungen wie der Ammoniakproduktion oder Raffinerien wird Wasserstoff in der Regel entweder vor Ort oder in der Nähe (zum Beispiel in einem Industriekomplex mit mehreren Wasserstoffverbrauchern) erzeugt und dann über Pipelines verteilt. Da solche industriellen Infrastrukturen bereits vorhanden sind, ist deren Beitrag zu den heutigen Gestehungskosten gering.

Bei dezentralen Nutzern von Wasserstoff stellt sich die Situation hingegen anders dar: Hier ist die Verteilung auf der sogenannten letzten Meile ein maßgeblicher Kostentreiber, oft verantwortlich für mehr als 50 Prozent der gesamten Wasserstoff-Gestehungskosten.^[20] Der Wasserstoffvertrieb kann in diesem Kontext hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit unterstützt werden, wenn die Industrie einen substantiellen Teil des Markts durch Nutzung und Ausweitung seiner Vertriebsinfrastruktur abdecken und einen hohen Nutzungsgrad entlang der gesamten Wertschöpfungskette erzielen kann.

Der Aufbau eines neuen Pipelinennetzes für die Wasserstoffdistribution ist mit langjährigen hohen Investitionen verbunden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Investitionen setzt ausreichende Mengen an transportiertem und verkauftem Wasserstoff voraus. Industrielle Wasserstoff-Pipelines oder entsprechende kleine regionale Netze sind an einigen Standorten bereits verfügbar, die längsten in den USA und Westeuropa.^[5] Die Nutzung der bestehenden Infrastruktur für die Erdgasversorgung (Pipelines und unterirdische Speicher) und die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (direkt oder auch über eine Methanisierung) wäre für eine Übergangsphase, bis zur Umstellung auf eine reine Wasserstoffverteilung, eine potenzielle Alternative. Eine direkte Beimischung von je nach Anwendung bis zu 20 Prozent Wasserstoff in das Erdgasnetz könnte bereits heute umgesetzt werden, ohne dass größere Änderungen an den Leitungen und an den mit dem entsprechenden Brennstoffgemisch betriebenen Haushaltsgeräten erforderlich wären.^[26] Obwohl es sich nicht um eine vollständig kohlenstofffreie Technologie handelt, könnten somit CO_2 -Emissionen eingespart werden. Auch würde sich der Sicherheitsstatus gegenüber dem Betrieb mit reinem Erdgas kaum ändern. Somit eignet sich das deutsche Erdgasnetz in seiner bestehenden Infrastruktur, um als riesiger Speicher für mehrere Milliarden Kilowattstunden zu fungieren.

Analysen deuten darauf hin,^[20] dass die Kosten für alle Wege der Wasserstoffverteilung in den nächsten zehn Jahren erheblich sinken dürften: um etwa 60 Prozent, wenn man die Produktion einschließt, und sogar um etwa 70 Prozent, wenn nur der Vertrieb und der Handel betrachtet werden. Dadurch könnten die Kosten für Wasserstoff an der Tankstelle bis 2030 auf weniger als 5 US-Dollar pro Kilogramm sinken. Das Erreichen solcher Kostenziele hängt von der Steigerung der Nachfrage und der damit verbundenen höheren Auslastung der Verteilinfrastruktur ab. Die Vergrößerung des Lkw-Fuhrparks sowie die zunehmende Größe und Dichte des Tankstellennetzes können Kosteneinsparungen in der Größenordnung von 0,10 bis 0,50 US-Dollar pro Kilogramm bewirken. Die stärkste Kostenreduktion lässt sich bei den Wasserstofftankstellen (HRS) erreichen, die derzeit den größten Anteil an den Wasserstoffkosten an der Zapfsäule haben und etwa 70 Prozent der gesamten Vertriebs- und Handelskosten ausmachen. Dazu ist eine Steigerung der Nachfrage und der Größe der HRS notwendig, da das heutige Preisniveau überall dort, wo es keiner strategischen Regulierung unterliegt, auch bei kleinen Tankstellen vorrangig auf die geringe Auslastung zurückzuführen ist. Durch die genannten Maßnahmen würde ein Kostenrückgang von etwa 80 Prozent, von etwa 5 bis 6 US-Dollar pro Kilogramm im Jahr 2020 bis auf etwa 1 bis 1,50 US-Dollar pro Kilogramm im Jahr 2030, möglich.^[20]

3.2 Saisonale Speicherung in Kavernen

Wasserstoff kann über längere Zeiträume in großen Mengen gespeichert werden. Die Speicherung von wasserstoffreichen gasförmigen Energieträgern untertage bewährte sich bereits Mitte des 19. Jahrhunderts im Zuge der Verwendung von Stadtgas zur Energieversorgung für Heiz- und Beleuchtungszwecke. Heute sind in Deutschland in porösen Lagerstätten und künstlich angelegten Salzkavernen Erdgasreserven für etwa 42 Tage vorhanden.^[134] Die Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen ist jedoch ein limitierender Faktor.^[15] Für die Wasserstoffspeicherung kann eine geologische Formation geeignet sein, wenn die Dichtigkeit gewährleistet ist und die Belastung durch Bakterien oder organische und anorganische Verbindungen minimal ist. Die Entwicklung des Speichers und des Bohrloches sollte sich in einem vertretbaren Kostenrahmen befinden. Für die industrielle Speicherung von Wasserstoff^[15] eignen sich neben Salzkavernen auch erschöpfte Öl- und Gasfelder sowie Grundwasserleiter.

Die Nutzung von Höhlenspeichern, also von geologisch bereits vorhandenen Hohlräumen, ist zwar teurer, eignet sich jedoch aufgrund der Betriebssicherheit, der hohen Dichtigkeit und des geringen Bedarfs an Polstergas hervorragend für die Speicherung von Wasserstoff in großem Maßstab.^[15] Die unterirdische Speicherung von gasförmigem Wasserstoff zum Beispiel in erschöpften Ölquellen und Salzkavernen ist eine ausgereifte und etablierte Praxis. Beispiele für die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Kavernen sind der „Clemens Dome“ von ConocoPhillips (USA; Speicherkapazität: 580.000 m³), „Moss Bluff“ von Praxair (USA; maximal zulässige Kapazität: 566.000 m³) und „Teesside“ von Sabic Petrochemicals (Großbritannien; Speicherkapazität: 210.000 m³).^[135] In Teesside wird seit den 1970er-Jahren Wasserstoff gespeichert, während Clemens Dome und Moss Buffet seit 1983 bzw. 2007 betrieben werden. Dadurch konnte bewiesen werden, dass die unterirdische Speicherung von Wasserstoff eine technisch umsetzbare Option ist.^[136]

Anfang 2013 waren weltweit rund 670 unterirdische Speicher [TP1] mit einer Arbeitskapazität von 377 Milliarden Kubikmetern in Betrieb, was etwa zehn Prozent des weltweiten Erdgasverbrauchs von 2012 entsprach. Bis zum Jahr 2030 wird mit einer Steigerung auf 557 bis 631 Milliarden Kubikmetern gerechnet. Diese unterirdischen Anlagen befinden sich in Nordamerika (414 Standorte in den USA; 59 in Kanada), Europa (144 Standorte), in Russland und den anderen Nachfolgestaaten der Sowjetunion (51 Standorte), Asien-Ozeanien (18 Standorte), Iran und Argentinien (je ein Standort). In Europa lag die Gesamtspeicherkapazität im Jahr 2013 bei 99 Milliarden Kubikmetern, wovon 21,5 Prozent auf Deutschland entfielen, gefolgt von Italien (16,3 Prozent) und Frankreich (12,9 Prozent).^[135] Bei den Abmessungen solcher Speicherkavernen handelt es sich typischerweise um Hohlräume mit einem Fassungsvermögen von 250.000 bis 750.000 Kubikmetern. Abhängig von den Randbedingungen werden Speicherdichten von 8 bis 11 kg/m³ geometrischer Kavität^[134] für Wasserstoff erreicht. Eine 500.000 Kubikmeter große Kaverne verfügt somit über eine Speicherkapazität pro Umschlag von 133 bis 183 GWh, bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff. Die Leistung des Speichers beträgt somit mehrere 100 MW, je nach Ausführung des Zugangsschachtes.^[134]

Künstliche Salzkavernen eignen sich besonders zur Speicherung von Wasserstoff, da Steinsalz (Halit) eine äußerst geringe Durchlässigkeit für Gase wie Wasserstoff aufweist und darüber hinaus gegenüber Wasserstoff inert ist. Zusätzlich eignen sich die Speicher aufgrund ihrer Bauweise als Hohlraum mit einem Zugangsschacht besonders für flexible Ein- und Auslagerung. Die notwendigen Entwicklungsarbeiten werden im Rahmen von Forschungs- und Demonstrationsprojekten in einem realistischen Zeitraum durchgeführt. So wird im BMBF-geförderten HYPOS-Projekt eine vorhandene Kaverne bis ca. 2023 mit etwa 25 Prozent des Arbeitsgasvolumens gefüllt, während der verbleibende Raum der Kaverne unter Sole steht. Die Forschungskaverne ist Teil eines Gesamtkonzeptes zur Versorgung einer Modellregion in Mittel- und Ostdeutschland mit grünem Wasserstoff.

Im Projekt HyCavMobil (gefördert über das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) beteiligt sich das DLR seit Mitte 2019 am wissenschaftlichen Nachweis, dass Salzkavernen als großtechnische Energiespeicher für Wasserstoff in

Bildquelle: EWE Gasspeicher

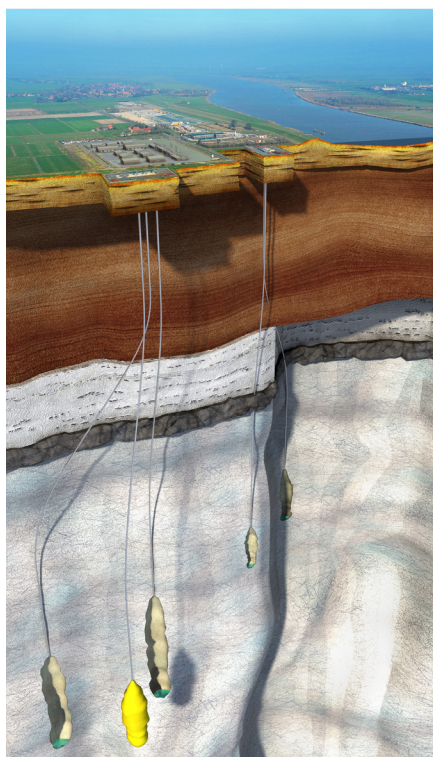


Abbildung 22: Schematische Darstellung einer vorhandenen Kaverne in Norddeutschland. An einem Kavernenkopf werden mehrere Kavernen zusammengeführt von dort wird das gespeicherte Gas ins Netz verteilt und gegebenenfalls vorher gereinigt und getrocknet.

Deutschland eingesetzt werden können und der eingelagerte Wasserstoff als Energieträger für die Sektorenkopplung sicher gespeichert sowie in der Mobilität eingesetzt werden kann. Die Eignung soll anhand eines praktischen Wasserstoff-in-situ-Kavernentests belegt werden. Dabei wird in einer Testkaverne Wasserstoff ein- und ausgespeist und sowohl die Wasserstoffqualität als auch Materialbeständigkeit untersucht. Die Größe der Testkaverne ist so ausgelegt, dass diese Untersuchungen zwar schnell erfolgen können, sich die Ergebnisse aber auf reale, großtechnische Kavernenbedingungen übertragen lassen. Am HyCavMobil-Projekt ist neben dem DLR die EWE Gasspeicher AG als Konsortialführer beteiligt.

Mit der Planung eines Speichersystems, bestehend aus Elektrolyseur, Speicherkaverne und Rückverstromung, hat sich das DLR in der Studie Plan-DelyKaD befasst, die im Verbund mit der Ludwig Bölkow-Systemtechnik GmbH, dem Fraunhofer Institut ISE und der KBB Underground Technologies GmbH 2014 erstellt wurde.^[137] Darin wurden die Voraussetzungen für die Erprobung eines Gesamtsystems Strom/Wasserstoff/Speicherung/Nutzung in wirtschaftlich relevanten Dimensionen untersucht. Dazu wurden zunächst Grundlagen für die nähere Untersuchung von Elektrolysesystemen für verschiedene Technologien erarbeitet, um möglichst viele Risiken bei der Realisierung identifizieren und bewerten zu können. Diese Untersuchungen wurden ergänzt durch Arbeiten auf dem Gebiet der Salzkavernenspeicherung sowie durch die Ermittlung der Potenziale und Anforderungen der Strombereitstellung mittels erneuerbarer Energien. Dies dient als Voraussetzung, um Wasserstoff unter anderem als ausgleichenden Speicher für fluktuierende erneuerbare Energien sowie als zukünftigen Kraftstoff im Verkehrssektor zu nutzen. Als Ergebnis der Studie wurden die Speicherpotenziale für ausgewählte Regionen in Norddeutschland sowie ein mögliches Geschäftsmodell für die Produktion und Speicherung von Wasserstoff für den Mobilitätssektor dargestellt. Der flexible Betrieb von Windkraftanlagen erhöht die Nutzung und senkt dabei die verbleibende Spitzenlast im Stromnetz.^[138]

Kapitel 4 Potenziale, Skalierbarkeit und Perspektiven

4.1 Länder- und regionsspezifische Randbedingungen

Ein schnell wachsender Wasserstoffmarkt und die Wasserstoffmobilität werden von zahlreichen Studien als entscheidende Bausteine der Energiewende und der zukünftigen, emissionsarmen Energiewirtschaft genannt.^[139] Im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie Deutschlands ist grüner Wasserstoff ebenso ein Schwerpunktthema wie auf europäischer Ebene. Auch in anderen Teilen der Welt gewinnt das Thema zunehmend an Relevanz, insbesondere in Japan, China und den USA. Sollen fossile Brennstoffe weltweit in großem Maße durch erneuerbare Energien ersetzt werden, wird Europa – insbesondere Deutschland – aufgrund des limitierten Potenzials an Flächen und Ressourcen zur Gewinnung erneuerbarer Energie langfristig einen großen Teil seines Bedarfs an grünem Wasserstoff voraussichtlich importieren müssen. Daher ist für eine Betrachtung unerlässlich, welche Produktionspotenziale für erneuerbaren Wasserstoff global verfügbar und nutzbar sind.

Die für eine solche Produktion wichtigsten Formen an Primärenergie sind Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie), Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie. Von besonderer Bedeutung für potenzielle Energie- und Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa sind die angrenzenden Regionen Nordafrika und der Nahe Osten, also die sogenannte MENA-Region. Deren größte Ressource ist die Sonnenenergie, mit der allein der weltweite Primärenergiebedarf mehr als gedeckt wäre.

4.1.1 Solarthermie



Abbildung 23: Das Foto zeigt das solarthermische Kraftwerk Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS) in der Mojave-Wüste in Kalifornien.

Die Eignung von Standorten für die Wasserstoffherzeugung mittels solarthermischer Verfahren wird durch mehrere Faktoren bestimmt. Von primärer Bedeutung sind die Ressourcen an solarer Direktstrahlung. Dabei spielt nicht nur die über den Jahresverlauf akkumulierte Summe, sondern auch die zeitliche Verteilung eine Rolle. Letztere kann lokal und von Jahr zu Jahr deutlich variieren. Für die Abschätzung der Erzeugungskapazitäten einer Region oder eines Landes sind die gemittelten Jahressummen an Direktstrahlung pro Fläche ein gut geeigneter Orientierungspunkt (Abbildung 24).

Systeme zur Stromerzeugung auf Basis von konzentrierender Solarthermie (CSP) sind im Allgemeinen wirtschaftlich für Standorte mit direkter Normaleinstrahlung (DNI) von mehr als 1800 bis 2000 kWh/m²/a (etwa 5 kWh/m²/d). Da wie bei der Stromerzeugung auch bei der elektrolytischen und thermochemischen Herstellung von Wasserstoff die Investitionen für das Solarfeld den Hauptkostenfaktor beitragen,^[140] sollte auch hier das solare Potenzial in einer ähnlichen Größenordnung liegen. An den weltweit besten Standorten für CSP liegen die DNI-Werte bei über 3000 kWh/m²/a. Derartige Standorte sind beispielsweise in Chile und Namibia zu finden.^[141] Nordafrikanische Länder wie Ägypten, Libyen, Algerien und Marokko haben ebenfalls ein enormes Potenzial, an vielen Orten liegt es über 2500 kWh/m²/a. In den südlichsten Regionen Europas finden sich ebenfalls geeignete Standorte mit einer hohen Sonneneinstrahlung von über 1800 kWh/m²/a. Diese liegen vor allem in Südspanien, aber auch in Italien (Sizilien) und Griechenland (Kreta). Spanien ist derzeit mit 2,3 GW_{el} weltweit das Land mit der höchsten installierten CSP-Leistung. An den CSP-Standorten in Spanien werden DNI-Werte von über 2100 kWh/m²/a erreicht.^[142] Im Unterschied zur MENA-Region sind in Europa aber weitaus größere saisonale Schwankungen des Dargebots vorhanden.

Direct Normal Irradiation (DNI)

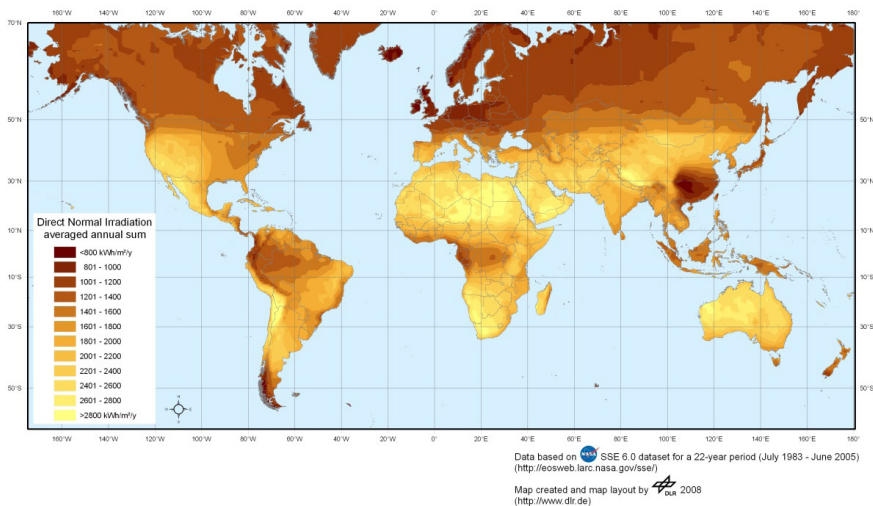


Abbildung 24: Globales Aufkommen an Direktnormalstrahlung (DNI). Dargestellt ist die gemittelte Solarenergie in Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr. Die Regionen mit den hellsten Farbtönen weisen die höchsten Kapazitäten auf.

Entscheidend für das CSP-Gesamtpotenzial ist neben der Direktnormalstrahlung vor allem die Verfügbarkeit an nutzbaren Flächen. In den aufgeführten Regionen mit hohen DNI-Werten (mit der Ausnahme von Südeuropa) gibt es jeweils ausgedehnte unbebaute Wüstenflächen. Berücksichtigt man die Ressourcen an Direktstrahlung aus Abbildung 24 und die vorhandenen bebaubaren Flächen, liegt das größte Potenzial für die Wasserstoffproduktion per Elektrolyse mit CSP-Strom und für die solar-thermochemische Wasserstoffherstellung in der MENA-Region. Ebenfalls ein hohes Potenzial besitzen Australien, Chile, der Westen von China, Mexiko, Südafrika, Südeuropa (vor allem Spanien) sowie der Südwesten der USA. Eine vom DLR durchgeführte Analyse ergibt ein globales CSP-Gesamtpotenzial von ca. 3.000.000 TWh_e/a.^[143] Speziell für die EU-MENA-Region sind die Solarenergiepotenziale mittels einer vom DLR entwickelten hochauflösenden und hochpräzisen Methode untersucht worden.^[144] Diese Studie berücksichtigt atmosphärische Komponenten wie Wolken, Aerosole, Wasserdampf, Ozon und andere Gase, die das Sonnenlicht absorbieren oder reflektieren. Im Ergebnis wurde das Gesamtpotenzial für den Einsatz konzentrierender Solarenergietechnologie in der EU-MENA-Region auf über 630.000 TWh_e/a beziffert.

Als sinnvolle Technologien zur Herstellung von grünem Wasserstoff gelten angesichts dieses enormen Potenzials kurzfristig die alkalische oder die PEM-Elektrolyse mit CSP-Strom oder Strom aus PV/CSP-Kombianlagen, langfristig solar-thermochemische Kreisprozesse sowie die Hochtemperaturelektrolyse mit CSP-Strom und Wärme.

4.1.2 Photovoltaik

Während für die konzentrierende Solarthermie hohe Werte an direkter Normaleinstrahlung (DNI) erforderlich sind, kommen für die Nutzung der Photovoltaik (PV) auch Standorte mit geringerer Einstrahlung infrage. Von Vorteil ist, dass PV-Anlagen neben direkter auch diffuse Strahlung nutzen können. In Deutschland beispielsweise ist der Beitrag der Diffusstrahlung zur Globalstrahlung sogar leicht höher als der der Direktstrahlung.^[145] Laut einer Studie des DLR haben die nordafrikanischen Länder ein Globalstrahlungspotenzial von etwa 2500 kWh/m²/a, die südeuropäischen Länder liegen bei 1500 bis 2100 kWh/m²/a, während in Deutschland der Wert 1000 bis 1200 kWh/m²/a beträgt.^[144]

Der Umwandlungsgrad von solarer Energie in Strom ist bei PV-Anlagen etwas geringer als bei CSP-Anlagen. Aufgrund der Nutzbarkeit in zusätzlichen Regionen und die Möglichkeit, PV-Anlagen in die Bebauung zu integrieren, dürfte das globale Gesamtpotenzial aber dennoch höher als bei der konzentrierenden Solarthermie liegen. Gemäß einer Reihe von Studien



Abbildung 25: Photovoltaikanlage „Desert Sunlight“ mit einer Leistung von 550 MWp in der Mojave-Wüste in Kalifornien, USA.

Bildquelle: U.S. Department of the Interior

zur PV-Stromerzeugung^[141, 146-148] liegt das technische weltweite Erzeugung-Potenzial bei bis zu 4.000.000 TWh_{el}/a (Abbildung 26).^[149] Allein in den 28 EU-Mitgliedsstaaten (Stand 2019) gibt es ein Gesamtpotenzial von 11.000 TWh_{el}/a.^[150] Dieses Potenzial gilt analog auch für die Produktion von Wasserstoff per Photo-Elektrochemie oder Photokatalyse, sofern ähnliche Gesamtwirkungsgrade bei der Erzeugung zugrunde gelegt werden. Die stark gesunkenen Preise haben weltweit zu einem rasanten Ausbau an PV-Anlagen geführt. Derzeit werden jährlich weltweit PV-Module mit einer Nennleistung von etwa 120 GW_p zugebaut bei einer bereits installierten Kapazität von über 500 GW_p.^[146]

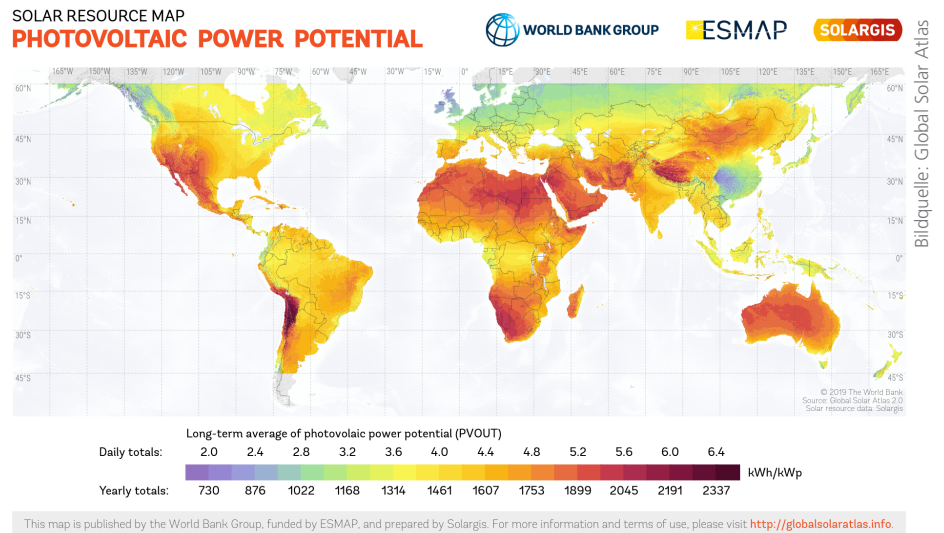


Abbildung 26: Weltkarte des Photovoltaik-Stromerzeugungspotenzials.^[141] Dargestellt ist das weltweite Potenzial für Solarstromerzeugung mittels PV-Anlagen in Tageskilowattstunden pro kW installierte Leistung.

Die Zahlen machen deutlich, dass PV im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen wird. Von Nachteil ist, dass sich im Gegensatz zur konzentrierenden Solarthermie die Stromproduktion nicht über Wärmespeicher verschieben lässt. Dies führt dazu, dass eine PV-Anlage auch an einem sehr guten Standort in Nordafrika auf nicht viel mehr als 2000 Volllaststunden pro Jahr kommt. Wird mit dem PV-Strom direkt eine Elektrolyse betrieben, führen die geringen Volllaststunden zu relativ hohen Wasserstoffgestehungskosten. Sinnvoll scheint es daher bei der Nutzung des enormen Potenzials der Sonnenenergie, PV und CSP zu kombinieren.

Ende des Jahres 2019 betrug die in Deutschland installierte PV-Leistung 49 GW_p.^[147] Die Stromerzeugung lag 2019 bei 46,5 TWh_{el}, was 8,2 Prozent des Brutto-Stromverbrauchs entspricht. In einem Szenario einer 2014 für die Umweltbundesamt durchgeführten Studie werden die PV-Erzeugungskapazitäten bis 2050 in Deutschland auf bis zu 250 TWh_{el}/a ansteigen.^[148] Das technische Ausbaupotenzial für Deutschland wird laut Sterchele et.al. auf etwa 530 TWh_{el} geschätzt.^[147]



Abbildung 27: Windpark in Ostfriesland im Nordwesten Deutschlands.

4.1.3 Wind

Das weltweite technische Gesamtpotenzial an Leistung durch Windenergie wird von 19.400 TWh_{el}/a (nur Onshore) bis zu 125.000 TWh_{el}/a (Onshore und Nearshore) geschätzt.^[149] In den 28 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (Stand 2019) gibt es insgesamt ein Potenzial von 8400 TWh_{el}/a für Onshore-Windenergie und ein Potenzial von 1300 TWh_{el}/a für Offshore-Windenergie.^[150] Allein in Deutschland wird langfristig mit einem Potenzial von 1000 TWh_{el}/a für Onshore-Windenergie und von 180 TWh_{el}/a für Offshore-Windenergie gerechnet.^[148] Abbildung 28 veranschaulicht, in welchen Regionen und küstennahen Gebieten weltweit besonders große Potenziale für die Windkraftnutzung vorhanden sind.

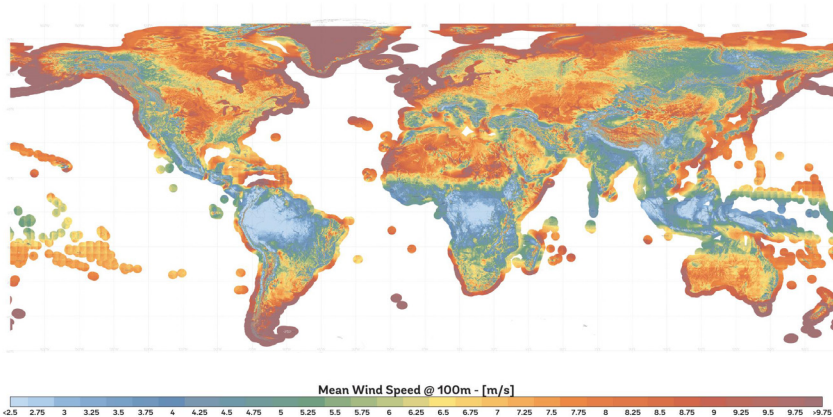


Abbildung 28: Weltweit eignen sich insbesondere die küstennahen Gebiete für die Nutzung von Windenergie.^[151] Große Potenziale bieten sich zudem in Nordeuropa, Grönland und Patagonien (Chile, Argentinien) sowie in einigen Regionen Chinas, der Mongolei, Kasachstans, Kanadas und der USA.

4.1.4 Geothermie

Die Regionen mit den größten Potenzialen zur geothermischen Strom- und Wasserstoff-erzeugung liegen in China, den Philippinen, Island, Japan, Ungarn, den USA, Neuseeland, darüber hinaus auch in Kenia, der Türkei, Mittelamerika, Indonesien und in gewissem Maß auch in Deutschland.^[153] Der Fluss an thermischer Energie aus dem Erdinnern beträgt nach auf Messungen basierten Abschätzungen etwa 44 Terawatt.^[152] Demnach beträgt das Gesamtpotenzial etwa 385.000 TWh_{th}/a. Zur Stromerzeugung kann davon nur ein geringer Teil, wahrscheinlich 240 GW_{el} bzw. 2100 TWh_{el}/a, technisch genutzt werden.^[154] Der Hauptteil der bereits installierten geothermischen Anlagen findet sich entlang der tektonischen Plattengrenzen oder an so genannten Hot-Spots in der Pazifikregion.^[152] Abbildung 30 zeigt die Länder, die Geothermie zur Erzeugung von Strom in nennenswertem Umfang nutzen.^[155] Das Gesamtpotenzial an geothermischer Energie in der EU-MENA-Region beträgt etwa 400 TWh_{el}/a,^[144] ausgehend von sehr konservativen Annahmen.



Abbildung 29: Nesjavellir-Geothermieanlage in pingvellir in Island.

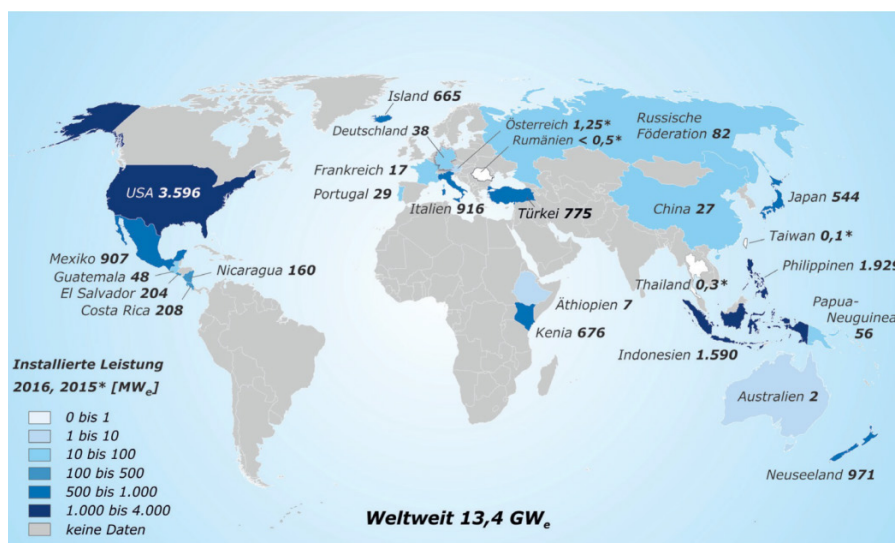


Abbildung 30: Leistung der weltweit installierten geothermischen Anlagen im Jahr 2016.^[155]

Bildquelle: ponte1112



Abbildung 31: Wasserkraftwerk Mühleberg.

4.1.5 Wasserkraft

Das geschätzte Wasserkraftpotenzial in allen EU-MENA-Ländern zusammen beträgt 432 TWh_e/a.^[144] Allerdings hat der Klimawandel gravierende negative Auswirkungen auf die Potenziale der Wasserkrafterzeugung. Ein möglicher Rückgang wird mit bis zu 25 Prozent beziffert. Deutschland hat ein durchschnittliches Potenzial von 1000 GWh_e/a. Frankreich, Italien, Österreich und die Schweiz haben im Vergleich zu den Ländern Nordafrikas und des Nahen Ostens ein höheres spezifisches Potenzial für die Wasserkraft. Es wird angenommen, dass das globale Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft bei etwa 14.000 TWh_e/a liegt.^[156]

4.1.6 Biomasse

Der Primärenergie-Gehalt der weltweit energetisch genutzten Biomasse wird auf etwa 56 EJ/a geschätzt, was 15.555 TWh/a entspricht. Damit deckt Biomasse etwa zehn Prozent des weltweiten Primärenergiebedarfs.^[152, 157] 86 Prozent der energetisch genutzten Biomasse ist feste Biomasse (Holz, Äste, Sägespäne), sieben Prozent sind flüssige Biokraftstoffe. Biogas und Industrie- und Haushaltsabfälle haben jeweils einen Anteil von zwei bis drei Prozent.^[157] Speziell angebaute Energiepflanzen machen demnach momentan nur einen geringen Teil der weltweit genutzten Biomasse aus. Holzartige Biomasse wird hingegen vor allem in Afrika und Asien zum Kochen und Heizen eingesetzt, entweder direkt oder auch als Holzkohle.^[157] Biomasse hat das Potenzial, Teile der Energieversorgung in bevölkerungsreichen Ländern mit steigender Nachfrage zu decken, etwa in Brasilien, Indien oder China.^[158] Die Nutzung von Biomasse könnte im Jahr 2050 theoretisch bis zu 20 Prozent des weltweiten Energiebedarfs decken, die Hälfte davon allein aus Plantagen zum Anbau von Energiepflanzen. Realisierbar wäre dies allerdings nur um den Preis einer erheblichen Ausweitung der Flächen, die für Landbau genutzt werden, sowie auf Kosten bislang naturbellensener Flächen. Die Einrichtung und Nutzung von Biomasseplantagen mit Energiepflanzen nach einer strengen „Food First“-Politik und angemessenen Umweltschutzkriterien wird in Abbildung 33 dargestellt.^[159]

Bildquelle: Mehlauge



Abbildung 32: Biogasanlage Wredenhagen.

Auch Reststoffe aus der Landwirtschaft, Siedlungsabfälle und feste Biomasse aus dem Wald sind denkbare und nutzbare Quellen von Biomasse zur Wasserstoffherzeugung, die nicht im Konflikt mit der Nahrungsmittelproduktion steht. Das Gesamtpotenzial an Biomasse (Energiepflanzen plus Reststoffe) in der EU-MENA-Region beträgt etwa 400 TWh/a, und es wird geschätzt, dass bis zum Jahr 2050 rund die Hälfte davon zur Strom- oder Wasserstoffherzeugung genutzt wird.^[144] Die Angaben basieren auf einem Konversionsfaktor von 0,5 MWh pro Tonne Biomasse und einem Anfall an Siedlungsabfällen von 0,35 Tonnen pro Kopf und Jahr.

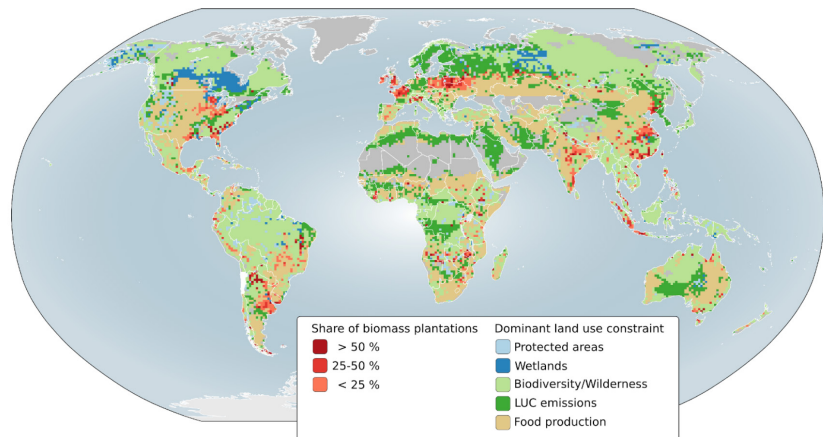


Abbildung 33: Mögliche Verteilung von Biomasseplantagen nach einer strengen „Food First“-Politik und gemäßigten Umweltschutzkriterien.^[159]

4.2 Entwicklungsstufen abhängig von den benötigten Mengen

Der weltweite Wasserstoffmarkt ist in den vergangenen Jahren bereits ohne nennenswerte Nachfrage aus der Energiewirtschaft signifikant gewachsen (Tabelle 1), größtenteils durch Zuwachs im Bereich der petrochemischen Industrie. Der jährliche europäische Bedarf an Wasserstoff wird im Jahr 2030 zehn Millionen Tonnen erreichen, wovon etwa 17 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammen können, wenn eine konsequente CO₂-Vermeidungspolitik betrieben wird.^[160] In diesem Szenario ist bereits ein substantieller Anteil an Wasserstoff im Energiemarkt und im Verkehrssektor enthalten.

Jahr	1975	1990	2000	2010	2018
H ₂ Verbrauch [Mio. t]	18,2	34	52,4	62	73,9

Tabelle 1: Entwicklung des weltweiten Wasserstoffverbrauchs seit 1975.^[161]

Bereits mehrere Studien haben verschiedene Szenarien rund um Ausbauziele und Marktvolumina für Wasserstoff in Deutschland für die nächsten Jahre und Dekaden untersucht. In der vorhandenen Literatur besteht weitgehend Konsens darüber, dass die Elektrolyse auf einer kurz- bis mittelfristigen Zeitskala eine Schlüsseltechnologie zur Erreichung ambitionierter Klimaziele darstellt. Quantitativ variieren die Ergebnisse aus den verschiedenen Szenarien jedoch stark. Ursachen dafür sind vor allem die Bandbreite bei den getroffenen Annahmen zum Umfang des Stromausgleichs (Import/Export) mit Nachbarländern, der Umfang von Importen von erneuerbaren Kraftstoffen, die Entwicklung der batterieelektrischen Mobilität sowie das Ausbautempo der erneuerbaren Energien im Kontext definierter Klimaschutzziele.

Derzeit gibt es in Deutschland lediglich etwa 30 MW installierte und mit erneuerbarem Strom gespeiste Elektrolyseleistung.^[26] Eine Studie der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) geht von einem Ausbau der installierten Elektrolyseleistung auf 137 bis 275 GW bis zum Jahr 2050 aus,^[153] wobei der Strom fast ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammen soll. Viele Studien sehen den Ausbau der Elektrolyse ab dem Jahr 2020 vor, welcher sich dann ab den 2030er Jahren weiter beschleunigt. Ab diesem Zeitraum wird von einer verbreiteten Nutzung von Wasserstoff im Wärme- und Verkehrssektor ausgegangen. Für den Chemiesektor in Deutschland wird ein Wachstumspotenzial von 14 GW installierter Leistung für Elektrolyse-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie bis 2030 und von 59 GW bis zum Jahr 2050 angenommen.^[153] Für eine Nutzung explizit für Brennstoffzellen im Verkehrssektor wird ein Ausbau auf 54 GW installierter Produktionsleistung bis 2030 und 75 GW bis zum Jahr 2050 für möglich gehalten. Für diese und weitere Anwendungen, beispielsweise zu Heizzwecken und in der Industrie, werden für Deutschland mögliche Wasserstoff-Jahresproduktionen in der Größenordnung von 50 TWh/a im Jahr 2030 und 70 TWh/a im Jahr 2050 gesehen. Insbesondere zur Deckung einer ab 2030 stark steigenden Nachfrage müssten auch Produktionsstandorte außerhalb Deutschlands in die Planung mit einbezogen werden.

Die Nachfrageentwicklung nach grünem Wasserstoff ist heute noch nicht klar vorgezeichnet. Es besteht noch große Unsicherheit darüber, wann und in welchen Anwendungen der Markthochlauf für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien beginnt. Dies hängt mit der noch unklaren Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen beim Strombezug zusammen. Dazu kommt, dass die Ausgestaltung zukünftiger klimapolitischer Anreize, wie zum Beispiel einer umfassenden CO₂-Bepreisung, im Hinblick auf den Einsatz von grünem Wasserstoff noch offen ist. Als Treiber für die steigende Nachfrage nach grünem Wasserstoff könnte die Brennstoffzellenmobilität den Weg in den Markt ebnen, da hier mit bis zu 10 Euro pro Kilogramm deutlich höhere Preise erzielt werden können, als beispielsweise für Industrierwasserstoff, der für 2 bis 5 Euro pro Kilogramm angeboten wird. Dazu kommen die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von grünem Wasserstoff sowie der Einsatz in Industrien, die bereits heute Wasserstoff nutzen, zum Beispiel in der chemischen Industrie. Trotz der niedrigeren Preise ist Industrierwasserstoff ein geeigneter „früher Markt“ für grünen Wasserstoff, da heute aus Erdgas oder Kohle erzeugter Wasserstoff

direkt mit grünem Wasserstoff substituiert werden kann. Zudem ist der erzeugte Wasserstoff direkt einsetzbar, so dass eine hohe Verdichtung oder Aufbereitung meist nicht erforderlich ist. Auch sind, im Gegensatz zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe, keine weiteren Produktionsschritte wie eine Methanisierung notwendig. Um grünen Wasserstoff in der Industrie gegenüber Erdgas-Dampfreformierung wettbewerbsfähig zu machen, wären allerdings im derzeitigen Marktumfeld finanzielle Anreize hilfreich.

Europaweit und global sind mögliche Ausbaupkapazitäten an Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff erwartungsgemäß noch deutlich größer als in Deutschland. Die IEA kommt zu dem Schluss, dass die nächsten zehn Jahre entscheidend dafür sind, wie schnell Produktionskapazitäten ausgebaut werden und wie hoch der Stellenwert von Wasserstoff im energiestrategischen und energiepolitischen Werkzeugkasten sein wird.^[18] Nach derzeitigen konkreten Plänen werden bis zum Jahr 2030 rund 300.000 Tonnen (etwa 12 TWh/a) an kohlenstoffarm oder kohlenstofffrei hergestelltem Wasserstoff in den bestehenden industriellen Anlagen eingesetzt. Diese Zahl wird sich voraussichtlich durch zunehmende Klimaschutzmaßnahmen der Politik noch deutlich erhöhen.

Kapitel 5 Roadmap und Empfehlungen

Wasserstoff hat das Potenzial, der zentrale Baustein für eine Energiewirtschaft mit massiv reduzierten Treibhausgasemissionen zu sein. Er bietet Antworten auf bisher ungelöste Fragen der Energiewende, insbesondere in den Bereichen Transport und Langzeitspeicherung. Wasserstoff ermöglicht es außerdem industrielle Prozesse emissionsfrei zu gestalten, bei denen dies auf andere Art kaum realisierbar wäre. Aufgrund seiner vielfältigen Einsatzmöglichkeiten über die Sektorengrenzen hinaus lassen sich zudem Synergiepotenziale nutzen, die die Wasserstoffwirtschaft mit voranschreitendem Ausbau der erforderlichen Infrastruktur zunehmend auch ökonomisch attraktiv machen. Hilfreich wird in diesem Zusammenhang eine langfristige Investitionssicherheit für Importinfrastruktur und lokale Verteilinfrastrukturen sein.

Es gibt eine Vielzahl von Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff. Diese unterscheiden sich sowohl in den eingesetzten Prozessen und Komponenten zur Stoffumwandlung als auch in den verwendeten Energie- und Materialquellen. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Produktionskosten und mit der Produktion verbundene stark variierende Treibhausgasemissionen. Da angesichts der Erreichung von Klimaschutzzielen die graue Produktion von Wasserstoff nicht zielführend ist, sind die blauen und vor allem die grünen Verfahren zu betrachten und vergleichend zu bewerten. Der weitere Einsatz von blauen Methoden wird entscheidend davon abhängen, wie schnell und effizient CCS-Optionen großskalig zur Verfügung stehen werden und inwiefern eine dauerhafte Speicherung im Untergrund garantiert werden kann. Dies vorausgesetzt, bieten auch blaue Technologien in einem Übergangszeitraum Potenzial für eine kostengünstige, großskalige Produktion von emissionsreduziertem bzw. -freiem Wasserstoff.

Langfristig wird sich allerdings die grüne Herstellung von Wasserstoff durchsetzen müssen, um Wasserstoff als universalen Energieträger eines CO₂-neutralen Energiesystems zu etablieren. Dass dies großskalig technisch möglich und ökonomisch attraktiv sein kann, zeigt die Analyse der verfügbaren und sich in der Entwicklung befindlichen Technologien. Eine essentielle Voraussetzung für den Erfolg der grünen Herstellungsmethoden wird die ausreichende und kostengünstige Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen sein. Hier sind vor allem Sonne und Wind, aber auch Biomasse, Wasserkraft und Geothermie zu nennen.

Als einer der Hauptstränge für die Wasserstoffproduktion in Deutschland, teils auch in Europa, wird häufig die Nutzung von Überschussstrom aus intermittierenden erneuerbaren Energiequellen in Elektrolyseanlagen genannt. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Wasserstoffgestehungskosten stark vom jährlichen Ausnutzungsgrad der Umwandlungsanlagen abhängen und daher ein Anlagenbetrieb mit höheren Volllaststunden vorteilhaft ist. Auch ist zukünftig mit der Nutzung von Überschussleistungen durch andere flexible Verbraucher (zum Beispiel Power-to-Heat) zu rechnen. Für eine großskalige grüne Wasserstoffproduktion ist daher ein massiver zusätzlicher Ausbau von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom erforderlich. Nichtsdestotrotz können flexibel ausgelegte Wasserstoff-Produktionsanlagen prinzipiell auch anteilig erneuerbaren Überschussstrom nutzen und so sowohl zur besseren Integration fluktuierender Erzeugungsleistungen als auch zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Das Potenzial der erneuerbaren Energien ist in Deutschland aufgrund der Ressourcen sowie angesichts des beanspruchbaren Platzangebots beschränkt. Ebenso ist bei einem massiven weiteren Ausbau von insbesondere Windkraftanlagen mit zunehmenden Akzeptanzrisiken zu rechnen, was die derzeitige Krise der Windkraft eindrücklich zeigt.^[163] Vor diesem Hintergrund erscheint vor allem die großskalige, zentrale Produktion von Wasserstoff in Ländern

mit großem Angebot an erneuerbaren Energiequellen sowie an geeigneten und verfügbaren Flächen attraktiv. Als wichtiger Aspekt für die zukünftige Versorgungssicherheit müssen in diesem Zusammenhang unter anderem geopolitische Aspekte beachtet werden. Für eine importbasierte Wasserstoffwirtschaft scheinen technologische Lösungen für die Speicherung und den Transport in Größe und Kosten kein Hindernis zu sein. Daher stellt diese Option eine zumindest aus techno-ökonomischer Sicht attraktive und zentrale Komponente dar.

Aufgrund der Konkurrenz mit anderen Nutzungsarten für Biomasse und die dafür erforderlichen Flächen, erscheint das Potenzial der Wasserstoffherstellung aus nachwachsender Biomasse begrenzt (Algen könnten hier eine Sonderrolle einnehmen). Folglich wird der Großteil des Wasserstoffs einer zukünftigen, weltweiten Wasserstoffwirtschaft durch Verfahren zur Wasserspaltung hergestellt werden müssen. Am weitesten fortgeschritten sind hierbei elektrolytische Prozesse. Systeme zur alkalischen Elektrolyse sind bereits kommerziell im 100-MW-Maßstab verfügbar. Auch PEM-Elektrolyseure können kommerziell bezogen werden, allerdings derzeit noch im kleineren Maßstab. Andere Elektrolyseverfahren befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Vor allem durch die Automatisierung der Herstellungsverfahren ist hier mit weiteren Kostenreduktionen zu rechnen. Neben den Elektrolyseverfahren gibt es weitere Herstellungsmethoden, die sich noch in der Entwicklung befinden (< TRL 6). Mit Blick auf die Skalierbarkeit und die zu erwartenden Wasserstoffgestehungskosten ist hierbei vor allem solar-thermochemischen Verfahren ein substantielles Potenzial zuzuschreiben. In der Langfristperspektive kommen auch noch photo-elektrochemische Verfahren hinzu, die vor allem hinsichtlich des Standorts ihrer Anwendung variabler sind.

Um den Weg für die Wasserstoffwirtschaft zu ebnen und deren Etablierung am Markt zu begünstigen, wird sich zur Bereitstellung der dazu nötigen Mengen an Wasserstoff der Fokus kurzfristig auf die Installation und Erprobung von Elektrolysesystemen in möglichst großskaligen Anlagen richten. Dabei ist auf den entsprechenden Ausbau erneuerbarer Energiequellen zu achten. Dies sollte idealerweise direkt mit Blick auf die Entwicklung solcher Anlagen in zukünftig attraktiven Wasserstoffexportländern erfolgen, um gleichzeitig die erforderlichen Lieferketten zu etablieren. Dazu ist es hilfreich internationale Energiepartnerschaften zu etablieren und bereits bestehende zu vertiefen. Dabei ergeben sich für Deutschland Chancen, durch die Entwicklung von Kernkomponenten und vor allem durch die Automatisierung der Herstellung an der Wertschöpfung signifikant zu partizipieren. Da grüner Wasserstoff kurzfristig nur zu deutlich höheren Preisen als grauer Wasserstoff zu beziehen sein wird, sollte die Politik verlässliche Anreize schaffen, um dessen Herstellung für die Industrie bereits kurz- bis mittelfristig attraktiv zu gestalten. Dazu zählt neben einer angemessenen und zielführenden CO₂-Bepreisung die Einführung von Mindestquoten (zum Beispiel Pflichtquoten für grünen Wasserstoff und synthetische, regenerative Treibstoffe mit geringem Biomasseanteil). Dabei sollte im Blick behalten werden, dass durch die Vorgaben und Anreize das Hochfahren der Wasserstoffnutzung angekurbelt und nicht auf andere kurzfristig günstigere Verfahren ausgewichen wird.

Um mittel- und langfristig eine führende Rolle in der Technologieentwicklung zur Wasserstoffherstellung einnehmen zu können, empfehlen wir für Deutschland eine breiter aufgestellte Forschungsförderung. Von besonderer Bedeutung ist dabei in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive die Material- und Verfahrensentwicklung für Elektrolyseure, insbesondere mit Blick auf die automatisierte Herstellung und auf die Kopplung mit Strom und Wärme aus erneuerbarer Energie. In der Mittel- bis Langfristperspektive sind dies die Weiterentwicklung solar-thermochemischer Verfahren, auf Algen als Rohstoff basierender Verfahren sowie photo-elektrochemischer Verfahren. Der Fokus sollte hierbei vor allem auf die Skalierbarkeit der Technologien, die Wasserstoffgestehungskosten, die Treibhausgasemissionen der gesamten Wertschöpfungskette aus Herstellung und Nutzung sowie auf die Verfügbarkeit der für die Anlagen erforderlichen Rohstoffe gerichtet werden. Auch die vertiefte Analyse von systemischen Wechselwirkungen mit anderen Technologien ist in diesen Betrachtungen von großer Wichtigkeit.

Literaturverzeichnis

- [1] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, O. M. Popoola, *Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation*, International Journal of Hydrogen Energy, **2019**, 44, 15072-15086.
- [2] *Global warming of 1.5°C An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, The Intergovernmental Panel on Climate Change, **2018**.
- [3] *Paris Agreement*, United Nations, **2015**.
- [4] M. Balat, *Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems*, International Journal of Hydrogen Energy, **2008**, 33, 4013-4029.
- [5] J. Adolf, C. H. Balzer, J. Louis, U. Schabla, M. Fishedick, K. Arnold, A. Pastowski, D. Schüwer, *Energy of the future?: Sustainable mobility through fuel cells and H₂; Shell hydrogen study*, Shell Deutschland Oil GmbH, **2017**.
- [6] P. P. Edwards, V. L. Kuznetsov, W. I. F. David, N. P. Brandon, *Hydrogen and fuel cells: Towards a sustainable energy future*, Energy Policy, **2008**, 36, 4356-4362.
- [7] J. Michalski, *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen*, Innovation Ministerium für Wirtschaft, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, **2019**.
- [8] T. Abbasi, S. A. Abbasi, *'Renewable' hydrogen: Prospects and challenges*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, **2011**, 15, 3034-3040.
- [9] *Statistical pocketbook 2019: EU transport in figures*, European Commission, Luxemburg, **2019**.
- [10] *Auf die Schiene gebracht*, Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum (DLR), <https://verkehrsforschung.dlr.de/de/news/auf-die-schiene-gebracht> (30.03.2020).
- [11] R. U. Dietrich, F. Albrecht, T. Pregger, *Production of Alternative Liquid Fuels in the Future Energy System*, Chemie Ingenieur Technik, 90, 179-192.
- [12] *Informationsblatt Grundstoffe für die chemische Industrie*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, **2018**.
- [13] *Informationsblatt Stahlproduktion*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, **2018**.
- [14] K. Mazloomi, C. Gomes, *Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, **2012**, 16, 3024-3033.
- [15] D. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. LinBen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten, *Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe*, International Journal of Hydrogen Energy, **2019**, 45, 6793-6805.

- [16] *Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2018*, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren> (28.02.2020).
- [17] *Hydrogen from renewable power*, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018.
- [18] *The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Seizing today's opportunities*, International Energy Agency (IEA), Paris, 2019.
- [19] S. Sharma, S. K. Ghoshal, *Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 43, 1151-1158.
- [20] *Path to Hydrogen competitiveness. A cost perspective*, The Hydrogen Council, 2020.
- [21] M. Roeb, N. Monnerie, A. Houaijia, D. Thomey, C. Sattler, *Solar thermal water splitting in Renewable Hydrogen Technologies* (Eds.: LM Gandia, G Arzamendi, PM Dieguez), Elsevier, Amsterdam, 2013, pp. 63-86.
- [22] V. K. Budama, N. G. Johnson, A. McDaniel, I. Ermanoski, E. B. Stechel, *Thermodynamic development and design of a concentrating solar thermochemical water-splitting process for co-production of hydrogen and electricity*, International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43, 17574-17587.
- [23] I. Akkerman, M. Janssen, J. Rochac, R. H. Wijffels, *Photobiological hydrogen production: photochemical efficiency and bioreactor design*, International Journal of Hydrogen Energy, 2002, 27, 1195-1208.
- [24] U. R. Fritsche, K. Schmidt, *Kurzbericht: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten*, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Öko-Institut: Darmstadt, 2007.
- [25] C. Kost, S. Shammugan, V. Jülch, H. T. Nguyen, T. Schlegel, *Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg, 2018.
- [26] *Wasserstoff. Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren. Daten, Fakten und Initiativen der Gaswirtschaft*, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), Bonn, 2019.
- [27] *Strategieplattform Power to Gas. Projektkarte*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), <https://www.powertogas.info/projektkarte/>
- [28] E. Koepf, S. Zoller, S. Luque, M. Thelen, S. Brendelberger, J. Gonzalez-Aguilar, M. Romero, A. Steinfeld, *Liquid Fuels from Concentrated Sunlight: An Overview on Development and Integration of a 50 kW Solar Thermochemical Reactor and High Concentration Solar Field for the SUN-to-LIQUID Project*, SolarPACES, 2018
- [29] J. Kurzweil, O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff*, Rechtliche Rahmenbedingungen, 2., aktualisierte und erweiterte Auflage ed., 2018.
- [30] J. Töpler, J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, 2. Aufl. 2017 ed., Springer Berlin Heidelberg, Germany, 2017.
- [31] T. Smolinka, *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*, now-gmbh.de, 2018.

- [32] J. Mitzel, K. A. Friedrich, *Wasserstoff und Brennstoffzellen*, Springer, **2019**.
- [33] *SILYZER 300 Datenblatt*, Siemens AG, Erlangen, **2018**.
- [34] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen, *Development of Water Electrolysis in the European Union*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Germany, **2014**.
- [35] S. Milanzi, C. Spiller, B. Grosse, L. Hermann, J. Kochems, J. Müller-Kirchenbauer, *Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens*, Berlin, **2018**.
- [36] K. A. Friedrich, P. Lettenmeier, S. Stiber, S. A. Ansar, L. Wang, J. Majchel, A. Gago, *Lowering the PGM content of PEM Electrolysis by novel Electrocatalyst with superior Activity*, f-cell, **2018**.
- [37] G. Schiller, M. Lang, P. Szabo, N. Monnerie, H. von Storch, J. P. Reinhold, P. Sundarraj, *Solar heat integrated solid oxide steam electrolysis for highly efficient hydrogen production*, Journal of Power Sources, **2019**, 416, 72-78.
- [38] W. Schnurnberger, H. Janßen, U. Wittstadt, *Wasserspaltung mit Strom und Wärme*, ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), **2004**.
- [39] H. Steeb, *HYSOLAR : German-Saudi Joint Program on Solar Hydrogen Production and Utilization. Phase II*, 1992 - 1995, DLR, Stuttgart, Germany, **1996**.
- [40] *DLR-Forscher realisieren erstmals Hochtemperaturelektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Dampf*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2018/2/20180516_dlr-forscher-realisieren-erstmal-hochtemperaturelektrolyse-mit-solarthermisch-erzeugtem-dampf_27203.html (31.03.2020).
- [41] M. Lundberg, *Model calculations on some feasible two-step water splitting processes*, International Journal of Hydrogen Energy, **1993**, 18, 369-376.
- [42] C. Marchetti, *Hydrogen and Energy*, Chemical Economy and Engineering Review, **1973**, 5, 7-25.
- [43] E. Koepf, W. Villasmil, A. Meier, *Pilot-scale solar reactor operation and characterization for fuel production via the Zn/ZnO thermochemical cycle*, Applied Energy, **2016**, 165, 1004-1023.
- [44] S. Abanades, G. Flamant, *Thermochemical hydrogen production from a two-step solar-driven water-splitting cycle based on cerium oxides*, Solar Energy, **2006**, 80, 1611-1623.
- [45] B. Bulfin, F. Call, M. Lange, O. Lübben, C. Sattler, R. Pitz-Paal, I. V. Shvets, *Thermodynamics of CeO₂ Thermochemical Fuel Production*, Energy & Fuels, **2015**, 29, 1001-1009.
- [46] S. Brendelberger, H. von Storch, B. Bulfin, C. Sattler, *Vacuum pumping options for application in solar thermochemical redox cycles – Assessment of mechanical-, jet- and thermochemical pumping systems*, Solar Energy, **2017**, 141, 91-102.
- [47] M. Lin, S. Haussener, *Solar fuel processing efficiency for ceria redox cycling using alternative oxygen partial pressure reduction methods*, Energy, **2015**, 88, 667-679.
- [48] B. D. Ehrhart, C. L. Muhich, I. Al-Shankiti, A. W. Weimer, *System efficiency for two-step metal oxide solar thermochemical hydrogen production – Part 3: Various methods for achieving low oxygen partial pressures in the reduction reaction*, International Journal of Hydrogen Energy, **2016**, 41, 19904-19914.

- [49] I. Ermanoski, *Cascading pressure thermal reduction for efficient solar fuel production*, International Journal of Hydrogen Energy, **2014**, 39, 13114-13117.
- [50] S. Brendelberger, J. Felinks, M. Roeb, C. Sattler, *Solid Phase Heat Recovery and Multi Chamber Reduction for Redox Cycles*, Proceedings of the ASME 2014 8th International Conference on Energy Sustainability & 12th Fuel Cell Science, **2014**, ES2014-6421.
- [51] J. Felinks, S. Brendelberger, M. Roeb, C. Sattler, R. Pitz-Paal, *Heat recovery concept for thermochemical processes using a solid heat transfer medium*, Applied Thermal Engineering, **2014**, 73, 1006-1013.
- [52] I. Ermanoski, N. P. Siegel, E. B. Stechel, *A New Reactor Concept for Efficient Solar-Thermochemical Fuel Production*, Journal of Solar Energy Engineering, **2013**, 135, 031002.
- [53] S. Siegrist, H. von Storch, M. Roeb, C. Sattler, *Moving Brick Receiver–Reactor: A Solar Thermochemical Reactor and Process Design With a Solid–Solid Heat Exchanger and On-Demand Production of Hydrogen and/or Carbon Monoxide*, Journal of Solar Energy Engineering, **2019**, 141.
- [54] J. Lapp, J. H. Davidson, W. Lipiński, *Heat Transfer Analysis of a Solid-Solid Heat Recuperation System for Solar-Driven Nonstoichiometric Redox Cycles*, Journal of Solar Energy Engineering, **2013**, 135, 031004.
- [55] C. P. Falter, A. Sizmann, R. Pitz-Paal, *Modular reactor model for the solar thermochemical production of syngas incorporating counter-flow solid heat exchange*, Solar Energy, **2015**, 122, 1296-1308.
- [56] E. Koepf, S. Zoller, S. Luque, M. Thelen, S. Brendelberger, J. Gonzalez-Aguilar, M. Romero, A. Steinfeld, *Liquid Fuels from Concentrated Sunlight: An Overview on Development and Integration of a 50 kW Solar Thermochemical Reactor and High Concentration Solar Field for the SUN-to-LIQUID Project*, SolarPACES, **2018**.
- [57] D. Marxer, P. Furler, J. Scheffe, H. Geerlings, C. Falter, V. Batteiger, A. Sizmann, A. Steinfeld, *Demonstration of the Entire Production Chain to Renewable Kerosene via Solar Thermochemical Splitting of H₂O and CO₂*, Energy Fuels, **2015**, 29, 3241-3250.
- [58] D. Marxer, P. Furler, M. Takacs, A. Steinfeld, *Solar thermochemical splitting of CO₂ into separate streams of CO and O₂ with high selectivity, stability, conversion, and efficiency*, Energy & Environmental Science, **2017**, 10, 1142-1149.
- [59] E. B. Stechel, J. E. Miller, *Re-energizing CO₂ to fuels with the sun: Issues of efficiency, scale, and economics*, Journal of CO₂ Utilization, **2013**, 1, 28-36.
- [60] J. Kim, C. A. Henao, T. A. Johnson, D. E. Dedrick, J. E. Miller, E. B. Stechel, C. T. Maravelias, *Methanol production from CO₂ using solar-thermal energy: process development and techno-economic analysis*, Energy & Environmental Science, **2011**, 4, 3122-3132.
- [61] A. Steinfeld, *Solar thermochemical production of hydrogen – a review*, Solar Energy, **2005**, 78, 603-615.
- [62] J.-P. Säck, S. Breuer, P. Cotelli, A. Houaijia, M. Lange, M. Wullenkord, C. Spenke, M. Roeb, C. Sattler, *High temperature hydrogen production: Design of a 750 KW demonstration plant for a two step thermochemical cycle*, Solar Energy, **2016**, 135, 232-241.

- [63] C. Ramage, *Sun to Liquid test facility in operation*, ARTTIC, **2019**.
- [64] S. Brendelberger, C. Sattler, *Concept analysis of an indirect particle-based redox process for solar-driven H_2O/CO_2 splitting*, Solar Energy, **2015**, 113, 158-170.
- [65] C. P. Falter, R. Pitz-Paal, *A generic solar-thermochemical reactor model with internal heat diffusion for counter-flow solid heat exchange*, Solar Energy, **2017**, 144, 569-579.
- [66] I. Ermanoski, J. Grobbel, A. Singh, J. Lapp, S. Brendelberger, M. Roeb, C. Sattler, J. Whaley, A. McDaniel, N. P. Siegel, *Design and Construction of a Cascading Pressure Reactor Prototype for Solar-Thermochemical Hydrogen Production*, AIP Conference Proceedings, **2016**, 1734, 1200011-1200018.
- [67] J. Lapp, W. Lipiński, *Transient Three-Dimensional Heat Transfer Model of a Solar Thermochemical Reactor for H_2O and CO_2 Splitting via Nonstoichiometric Ceria Redox Cycling*, ASME 2013 7th International Conference on Energy Sustainability. ASME 2013 7th International Conference on Energy Sustainability collocated with the ASME 2013 Heat Transfer Summer Conference and the ASME 2013 11th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, **2013**, V001T010A001.
- [68] R. B. Diver, J. E. Miller, M. D. Allendorf, N. P. Siegel, R. E. Hogan, *Solar Thermochemical Water-Splitting Ferrite-Cycle Heat Engines*, Journal of Solar Energy Engineering, **2008**, 130, 41001-41008.
- [69] R. Bader, L. J. Venstrom, J. H. Davidson, W. Lipiński, *Thermodynamic Analysis of Isothermal Redox Cycling of Ceria for Solar Fuel Production*, Energy & Fuels, **2013**, 27, 5533-5544.
- [70] C. Muhich, B. Evanko, X. Liang, P. Lichty, D. Arafin, K. C. Weston, C. B. Musgrave, A. Weimer, *Green Hydrogen Production using a Cobalt Ferrite Based Hercynite Solar Thermal Water Splitting Cycle*, World Renewable Energy Forum (WREF), **2012**.
- [71] N. Gokon, T. Mizuno, S. Takahashi, T. Kodama, *A Two-Step Water Splitting with Ferrite Particles and its New Reactor Concept Using an Internally Circulating Fluidized-Bed*, Proceedings of the ASME 2006 International Solar Energy Conference. Solar Energy, **2006**, 205-214.
- [72] T. Kodama, N. Gokon, H. S. Cho, S. Bellan, K. Matsubara, K. Inoue, *Particle fluidized bed receiver/reactor with a beam-down solar concentrating optics: Performance test of two-step water splitting with ceria particles using 30-kW_{th} sun-simulator*, AIP Conference Proceedings, **2018**, 2033, 130009.
- [73] A. S. Oles, G. S. Jackson, *Modeling of a concentrated-solar, falling-particle receiver for ceria reduction*, Solar Energy, **2015**, 122, 126-147.
- [74] J. R. Scheffe, M. Welte, A. Steinfeld, *Thermal Reduction of Ceria within an Aerosol Reactor for H_2O and CO_2 Splitting*, Industrial & Engineering Chemistry Research, **2014**, 53, 2175-2182.
- [75] A. Houaijia, C. Sattler, M. Roeb, M. Lange, S. Breuer, J. P. Säck, *Analysis and improvement of a high-efficiency solar cavity reactor design for a two-step thermochemical cycle for solar hydrogen production from water*, Solar Energy, **2013**, 97, 26-38.
- [76] M. Roeb, J. P. Säck, P. Rietbrock, C. Prah, H. Schreiber, M. Neises, L. De Oliveira, D. Graf, M. Ebert, W. Reinalter, others, *Test operation of a 100kW pilot plant for solar hydrogen production from water on a solar tower*, Solar Energy, **2011**, 85, 634-644.

- [77] R. Capuano, T. Fend, H. Stadler, B. Hoffschmidt, R. Pitz-Paal, *Optimized volumetric solar receiver: Thermal performance prediction and experimental validation*, Renewable Energy, **2017**, 114, 556-566.
- [78] M. Hoes, S. Ackermann, D. Theiler, P. Furler, A. Steinfeld, *Additive-Manufactured Ordered Porous Structures Made of Ceria for Concentrating Solar Applications*, Energy Technology, **2019**, 7.
- [79] J. E. Miller, A. H. McDaniel, M. D. Allendorf, *Considerations in the Design of Materials for Solar-Driven Fuel Production Using Metal-Oxide Thermochemical Cycles*, Advanced Energy Materials, **2014**, 4, 1300469.
- [80] R. J. Carrillo, J. R. Scheffe, *Advances and trends in redox materials for solar thermochemical fuel production*, Solar Energy, **2017**, 156, 3-20.
- [81] A. H. McDaniel, A. Ambrosini, E. N. Coker, J. E. Miller, W. C. Chueh, R. O'Hayre, J. Tong, *Nonstoichiometric Perovskite Oxides for Solar Thermochemical H₂ and CO Production*, Energy Procedia, **2014**, 49, 2009-2018.
- [82] J. Vieten, B. Bulfin, P. Huck, M. Horton, D. Guban, L. Zhu, Y. Lu, K. A. Persson, M. Roeb, C. Sattler, *Materials design of perovskite solid solutions for thermochemical applications*, Energy & Environmental Science, **2019**, 1369-1384.
- [83] C. L. Muhich, S. Blaser, M. C. Hoes, A. Steinfeld, *Comparing the solar-to-fuel energy conversion efficiency of ceria and perovskite based thermochemical redox cycles for splitting H₂O and CO₂*, International Journal of Hydrogen Energy, **2018**, 43, 18814-18831.
- [84] B. Bulfin, F. Call, J. Vieten, M. Roeb, C. Sattler, I. V. Shvets, *Oxidation and Reduction Reaction Kinetics of Mixed Cerium Zirconium Oxides*, The Journal of Physical Chemistry C, **2016**, 120, 2027-2035.
- [85] F. Call, M. Roeb, M. Schmücker, C. Sattler, R. Pitz-Paal, *Ceria Doped with Zirconium and Lanthanide Oxides to Enhance Solar Thermochemical Production of Fuels*, The Journal of Physical Chemistry C, **2015**, 119, 6929-6938.
- [86] C. Falter, N. Scharfenberg, A. Habersetzer, *Geographical potential of solar thermochemical jet fuel production*, Energies, **2020**, 13, 80.
- [87] C. Falter, *Persönliche Kommunikation: Wasserstoffgestehungskosten für den Ceroxid-Redoxkreisprozess*, **2020**.
- [88] J. H. Norman, G. E. Besenbruch, L. C. Brown, D. R. O'Keefe, C. L. Allen, *Thermochemical water-splitting cycle, bench-scale investigations, and process engineering. Final report*, February 1977-December 31, 1981, United States, **1982**.
- [89] L. E. Brecher, S. Spewock, C. J. Warde, *The Westinghouse Sulfur Cycle for the thermochemical decomposition of water*, International Journal of Hydrogen Energy, **1977**, 2, 7-15.
- [90] C. Sattler, M. Roeb, C. Agrafiotis, D. Thomey, *Solar hydrogen production via sulphur based thermochemical water-splitting*, Solar Energy, **2017**, 156, 30-47.
- [91] A. Guerra Niehoff, N. Bayer Botero, A. Acharya, D. Thomey, M. Roeb, C. Sattler, R. Pitz-Paal, *Process modelling and heat management of the solar hybrid sulfur cycle*, International Journal of Hydrogen Energy, **2015**, 40, 4461-4473.
- [92] K. Onuki, S. Kubo, A. Terada, N. Sakaba, R. Hino, *Thermochemical water-splitting cycle using iodine and sulfur*, Energy & Environmental Science, **2009**, 2, 491-497.

- [93] N. Sakaba, H. Sato, H. Ohashi, T. Nishihara, K. Kunitomi, *Development Scenario of the Iodine-Sulphur Hydrogen Production Process to be Coupled with VHTR System as a Conventional Chemical Plant*, Journal of Nuclear Science and Technology, **2008**, 45, 962-969.
- [94] O. Unruh, *Schwefelsäurespaltung mit hochkonzentrierter Sonnenstrahlung*, Technische Hochschule, Aachen, Germany, **1995**.
- [95] E. Lüpfer, K. H. Funken, *Bestimmung der Kinetik der Schwefelsäurespaltung mit konzentrierter Sonnenstrahlung in Solare Chemie und Solare Materialforschung: Ergebnisse der ersten Förderphase des Schwerpunktes 5 in der nordrhein-westfälischen Arbeitsgemeinschaft Solar*, C.F. Müller, Heidelberg, **1997**, pp. 28-37.
- [96] D. Thomey, L. de Oliveira, J.-P. Säck, M. Roeb, C. Sattler, F. Lennartz, D. Schöllgen, *Development and test of a solar decomposer of sulphuric acid for thermochemical hydrogen production*, ICPH2 – 11th International Conference on Hydrogen Production, **2011**.
- [97] C. Agrafiotis, D. Thomey, L. de Oliveira, C. Happich, M. Roeb, C. Sattler, N. Tsongidis, K. Sakellariou, C. Pagkoura, G. Karagiannakis, A. G. Konstandopoulos, D. Pomykalska, M. Zagaja, D. Janus, *Oxide particles as combined heat storage medium and sulphur trioxide decomposition catalysts for solar hydrogen production through sulphur-based cycles*, International Journal of Hydrogen Energy, **2019**, 44, 9830-9840.
- [98] A. Fujishima, K. Honda, *Electrochemical Photolysis of Water at a Semiconductor Electrode*, Nature, **1972**, 238, 37-38.
- [99] A. Kay, I. Cesar, M. Gratzel, *New benchmark for water photooxidation by nano structured α -Fe₂O₃ films*, Journal of the American Chemical Society, **2006**, 128, 15714-15721.
- [100] J. H. Park, S. Kim, A. J. Bard, *Novel carbon-doped TiO₂ nanotube arrays with high aspect ratios for efficient solar water splitting*, Nano Letters, **2006**, 6, 24-28.
- [101] *SoCRatus – Teststand für die experimentelle Untersuchung photokatalytischer und photoelektrochemischer Systeme*, Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-10961/19338_read-44914/ (14.01.2020).
- [102] *PEC-PV prototype module enters final demonstration phase*, <https://archiveweb.epfl.ch/pecdemo.epfl.ch/page-113308-en.html> (09.01.2020).
- [103] *Project PECSYS*, Hydrogen Europe, <https://hydrogeneurope.eu/project/pecsys> (03.03.2020).
- [104] *Hydrogen implement Agreement – Task 35 in Annual Report*, http://ieahydrogen.org/pdfs/2014-Annual-Report-Task-Reports/2014-Annual-Report_Task35.aspx (10.01.2020).
- [105] J. R. McKone, N. S. Lewis, H. B. Gray, *Will Solar-Driven Water-Splitting Devices See the Light of Day?*, Chemistry of Materials, **2014**, 26, 407-414.
- [106] *Erneuerbarer Wasserstoff*, https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Programmbroschuere/fz2019/fz2019_03_03_02.pdf (13.01.2020).
- [107] A. Maljusch, M. Wullenkord, *Technoeconomic Analysis of PEC Water Splitting at Various Scales in Advances in Photoelectrochemical Water Splitting: Theory, Experiment and Systems Analysis*, Royal Society of Chemistry, **2018**.

- [108] A. Melis, T. Happe, *Hydrogen Production. Green Algae as a Source of Energy*, Plant Physiology, **2001**, 127, 740-748.
- [109] D. S. Horner, B. Heil, T. Happe, T. M. Embley, *Iron hydrogenases--ancient enzymes in modern eukaryotes*, Trends in Biochemical Sciences, **2002**, 27, 148-153.
- [110] T. Happe, K. Müller, *Biokraftstoffe aus Algen: Photobiologische Wasserstoffproduktion und CO₂-Fixierung*, **2004**, pp. 153-166.
- [111] H.-S. Lee, W. F. J. Vermaas, B. E. Rittmann, *Biological hydrogen production: prospects and challenges*, Trends in Biotechnology, **2010**, 28, 262-271.
- [112] F. Mueller-Langer, E. Tzimas, M. Kaltschmitt, S. Petevs, *Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term*, International Journal of Hydrogen Energy, **2007**, 32, 3797-3810.
- [113] R. A. Dagle, V. Dagle, M. D. Bearden, J. D. Holladay, T. R. Krause, S. Ahmed, *An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products*, United States, **2017**.
- [114] C. Agrafiotis, H. von Storch, M. Roeb, C. Sattler, *Solar thermal reforming of methane feedstocks for hydrogen and syngas production – A review*, Renewable & Sustainable Energy Reviews, **2014**, 29, 656-682.
- [115] M. Böhmer, U. Langnickel, M. Sanchez, *Solar steam reforming of methane*, Solar Energy Materials, **1991**, 24, 441-448.
- [116] R. McNaughton, W. Stein, *Improving Efficiency of Power Generation from Solar Thermal Natural Gas Reforming*, Proceedings of 15th International SolarPACES Concentrating Solar Power Symposium, **2009**.
- [117] R. Buck, J. F. Muir, R. E. Hogan, *Carbon dioxide reforming of methane in a solar volumetric receiver/reactor: the CAESAR project*, Solar Energy Materials, **1991**, 24, 449-463.
- [118] A. Wörner, R. Tamme, *CO₂ reforming of methane in a solar driven volumetric receiver-reactor*, Catalysis Today, **1998**, 46, 165-174.
- [119] R. Tamme, R. Buck, M. Epstein, U. Fisher, C. Sugarmen, *Solar Upgrading of Fuels for Generation of Electricity*, Journal of Solar Energy Engineering, **2001**, 123, 160-163.
- [120] S. Möller, D. Kaucic, C. Sattler, *Hydrogen production by solar reforming of natural gas: A comparison study of two possible process configurations*, Journal of Solar Energy Engineering, **2006**, 128, 16-23.
- [121] *Hydrogen generation, storage, and utilization*, Online-Ausg. ed., Wiley, Hoboken, New Jersey, **2014**.
- [122] P. G. Loutzenhiser, A. P. Muroyama, *A review of the state-of-the-art in solar-driven gasification processes with carbonaceous materials*, Solar Energy, **2017**, 156, 93-100.
- [123] N. Muradov, *Hydrogen via methane decomposition: an application for decarbonization of fossil fuels*, International Journal of Hydrogen Energy, **2001**, 26, 1165-1175.
- [124] A. Heinzl, W. Hering, J. Konys, L. Marocco, K. Litfin, G. Müller, J. Pacio, C. Schroer, R. Stieglitz, L. Stoppel, A. Weisenburger, T. Wetzel, *Liquid Metals as Efficient High-Temperature Heat-Transport Fluids*, Energy Technology, **2017**, 5, 1026-1036.

- [125] L. Stoppel, T. Fehling, T. Geißler, E. Baake, T. Wetzler, *Carbon dioxide free production of hydrogen*, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, **2017**, 228, 012016.
- [126] J. K. Dahl, K. J. Buechler, A. W. Weimer, A. Lewandowski, C. Bingham, *Solar-thermal dissociation of methane in a fluid-wall aerosol flow reactor*, International Journal of Hydrogen Energy, **2004**, 29, 725-736.
- [127] D. Trommer, D. Hirsch, A. Steinfeld, *Kinetic investigation of the thermal decomposition of CH₄ by direct irradiation of a vortex-flow laden with carbon particles*, International Journal of Hydrogen Energy, **2004**, 29, 627–633.
- [128] M. K. Kogan A., Abraham, *Production of hydrogen and carbon by solar thermal methane splitting. I. The unseeded reactor*, Int. J. Hydrogen Energy, **2003**, 28, 1187-1198.
- [129] S. Abanades, G. Flamant, *Solar hydrogen production from the thermal splitting of methane in a high temperature solar chemical reactor*, Solar Energy, **2006**, 80, 1321-1332.
- [130] O. Machhammer, A. Bode, W. Hormuth, *Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale*, Chemie Ingenieur Technik, **2015**, 87, 409-418.
- [131] J. R. Bartels, M. B. Pate, *Final Report. A feasibility study of implementing an Ammonia Economy*, **2008**.
- [132] P. Preuster, C. Papp, P. Wasserscheid, *Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): toward a hydrogen-free hydrogen economy*, Accounts of chemical research, **2016**, 50, 74-85.
- [133] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, D. Stolten, *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*, Applied Energy, **2017**, 200, 290-302.
- [134] NRW_EnergieAgentur, *Hydrogen – the Key to the Overall Energy Turnaround. Production and Application Examples in North Rhine-Westphalia*, Dusseldorf, Germany **2014**.
- [135] Z. Abdin, A. Zafaranloo, A. Rafiee, W. Mérida, W. Lipiński, K. Khalilpour, *Hydrogen as an energy vector*, Renewable Sustainable Energy Reviews, **2020**, 120, 109620.
- [136] D. G. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten, *Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe*, International Journal of Hydrogen Energy, **2020**.
- [137] C. Noack, F. Burggraf, S. S. Hosseiny, P. Lettenmeier, S. Kolb, S. Belz, J. Kallo, K. A. Friedrich, T. Pregger, K.-K. Cao, D. Heide, T. Naegler, F. Borggrefe, U. Bünger, J. Michalski, T. Raksha, C. Voglstätter, T. Smolinka, F. Crotogino, S. Donadei, P.-L. Horvath, G.-S. Schneider, *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Projektbericht*, Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart, **2015**.
- [138] U. B. Jan Michalski, Fritz Crotogino, Sabine Donadei, Gregor-Sönke Schneider, Thomas Pregger, Karl-Kiên Cao, Dominik Heide, *Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition*, International Journal of Hydrogen Energy, **2017**, 42, 2017.

- [139] *Global Automotive Executive Survey 2018*, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/nl/pdf/2018/sector/automotive/global-automotive-executive-survey-2018.pdf> (03.03.2020).
- [140] T. Pregger, D. Graf, W. Krewitt, C. Sattler, M. Roeb, S. Möller, *Prospects of solar thermal hydrogen production processes*, *International Journal of Hydrogen Energy*, **2009**, 34, 4256-4267.
- [141] *Global solar atlas maps*, <https://globalsolaratlas.info/map> (21.02.2020).
- [142] *CSP Projects around the world*, <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/> (21.02.2020).
- [143] F. Trieb, C. Schillings, M. O’Sullivan, T. Pregger, C. Hoyer-Klick, *Global Potential of Concentrating Solar Power*, SolarPaces Conference, **2009**, 1-11.
- [144] F. Trieb, *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Final Report*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Stuttgart, **2006**.
- [145] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 4., aktualisierte Auflage ed., Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, München, **2018**.
- [146] S. Philipps, W. Warmuth, *Photovoltaics Report*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), **2019**.
- [147] P. Sterchele, J. Brandes, J. Heilig, D. Wrede, C. Kost, T. Schlegl, A. Bett, H.-M. Henning, *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, **2020**.
- [148] *Germany in 2050 – a greenhouse gas-neutral country*, Umweltbundesamt, **2014**.
- [149] IPCC, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*, IPCC WG III –Mitigation of Climate Change, Geneva, **2011**.
- [150] P. Ruiz, W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, A. Camia, C. Thiel, C. Hoyer-Klick, F. D. Longa, T. Kober, J. Badger, P. Volker, B. S. Elbersen, A. Brosowski, D. Thrän, *ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials*, *Energy Strategy Reviews*, **2019**.
- [151] *Global Wind Atlas*, Technical University of Denmark (DTU Wind Energy), <http://globalwindatlas.info/> (14.01.2020).
- [152] N. J. Turro, M. Graetzel, A. M. Braun, *Photophysical and photochemical processes in micellar systems*, **1980**, 92, 712-734.
- [153] H. N. Pollack, S. J. Hurter, J. R. Johnson, *Heat flow from the Earth’s interior: Analysis of the global data set*, *Review of Geophysics*, **1993**, 31, 267-280.
- [154] V. Stefansson, *World Geothermal Assessment*, World Geothermal Congress **2005**.
- [155] H. Andruleit, J. Meßner, M. Pein, D. Rebscher, M. Schauer, S. Schmidt, G. v. Goerne, *Status, Daten und Entwicklungen der globalen Energieversorgung*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, **2018**, 42, 179–191.

- [156] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow, *Sonderbericht über Erneuerbare Energiequellen und die Minderung des Klimawandels. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger*, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Bonn, **2014**.
- [157] *World Bioenergy Association*, Global Bioenergy Statistics 2019, **2019**.
- [158] G. A. Miller, M. J. Therien, W. C. Trogler, *Electrochemical studies of an oxidatively induced ring slippage in 17-electron (h3-indenyl)(h5-indenyl)V(CO)₂*, Journal of Organometallic Chemistry, **1990**, 383, 271-278.
- [159] *Extension of energy production from biomass requires careful consideration*, Potsdam Institute For Climate Impact Research, https://www.pik-potsdam.de/news/press-releases/archive/2011/extension-of-energy-production-from-biomass-requires-careful-consideration/image/image_view_fullscreen.
- [160] D. Fraile, *Market outlook for green hydrogen*, CertifHy Public Launch, **2015**.
- [161] N. Monnerie, S. Pradeepkumar, K. Thanda, G. Schiller, *Wasserstoffherstellung mittels solarbetriebener Hochtemperaturelektrolyse*, Köln, Deutschland, **2019**.
- [162] *Der Windkraft-Ausbau kann nicht beliebig weitergehen*, Handelsblatt GmbH, <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-der-windkraft-ausbau-kann-nicht-beliebig-weitergehen/24980170.html?ticket=ST-699103-4VuYbO3yJ97JLGaTfJ4o-ap2> (26.03.2020).

Das DLR im Überblick

Das DLR ist das Forschungszentrum der Bundesrepublik Deutschland für Luft- und Raumfahrt. Wir betreiben Forschung und Entwicklung in Luftfahrt, Raumfahrt, Energie und Verkehr, Sicherheit und Digitalisierung. Das DLR Raumfahrtmanagement ist im Auftrag der Bundesregierung für die Planung und Umsetzung der deutschen Raumfahrtaktivitäten zuständig. Zwei DLR Projektträger betreuen Förderprogramme und unterstützen den Wissenstransfer.

Global wandeln sich Klima, Mobilität und Technologie. Das DLR nutzt das Know-how seiner 47 Institute und Einrichtungen, um Lösungen für diese Herausforderungen zu entwickeln. Unsere mehr als 9.000 Mitarbeitenden haben eine gemeinsame Mission: Wir erforschen Erde und Weltall und entwickeln Technologien für eine nachhaltige Zukunft. So tragen wir dazu bei, den Wissens- und Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.

Herausgeber

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Solarforschung

Anschrift:

Linder Höhe, 51147 Köln
Telefon: +49 2203 601 3226
E-Mail: solarforschung@dlr.de

DLR.de

Bilder DLR, soweit nicht anders angegeben.
Titelbild: DLR



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages