



Leopoldina  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften

 acatech  
DEUTSCHE AKADEMIE DER  
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

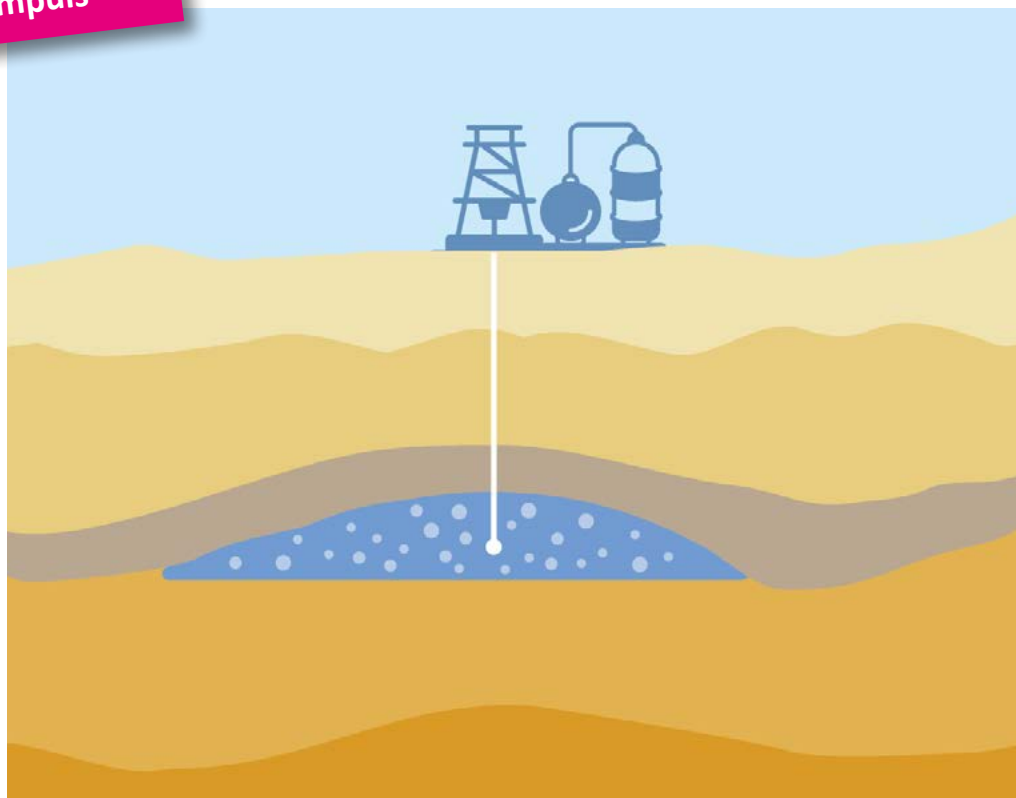
Akademien  
union 

April 2026  
Impuls

# Geologischer Wasserstoff – eine unterschätzte Energiequelle?

Berit Erlach | Miriam Borgmann | Peter Achtziger-Zupančič | Manfred Fishedick |  
Peter Klitzke | Karen Pittel | Jürgen Renn | Frank Zwaan

Impuls



## Inhalt

Factsheet .....	4
Abkürzungen .....	5
Glossar .....	6
<b>1 Einführung .....</b>	<b>11</b>
<b>2 Geowissenschaft und Exploration: Die Suche nach natürlichen Wasserstofflagerstätten ..</b>	<b>12</b>
2.1 Entstehung und Ansammlung von natürlichem Wasserstoff .....	13
2.2 Wie viel natürlichen Wasserstoff gibt es? .....	13
2.3 Bekannte und vermutete Vorkommen von natürlichem Wasserstoff .....	15
2.4 Erkundungsmethoden: Forschungs- und Entwicklungsbedarf .....	18
<b>3 Industrielle Herstellung von geologischem Wasserstoff.....</b>	<b>23</b>
3.1 Produktionskosten .....	23
3.2 Schlüsselfaktoren für die wirtschaftliche Tragfähigkeit.....	25
3.3 Herausforderungen für die großtechnische Produktion.....	27
3.4 Umweltauswirkungen und Risiken .....	28
3.5 Der Weg zur großtechnischen Produktion: Zeitplan und Meilensteine .....	30
Exkurs: Stimulierte geologische Wasserstoffproduktion .....	31
<b>4 Vielversprechende Use Cases.....</b>	<b>33</b>
4.1 Koproduktion mit Helium .....	33
4.2 Dezentrale Energieerzeugung für Bergbauprojekte .....	34
4.3 Koproduktion mit geothermischer Energie .....	35
4.4 Die potenzielle Rolle von natürlichem Wasserstoff beim Erreichen der Klimaneutralität .....	35
<b>5 Regulatorischer Rahmen und gesellschaftliche Akzeptanz.....</b>	<b>37</b>
5.1 Bergrecht .....	37
5.2 Regulatorische Bewertung der Klimaauswirkungen und Emissionsminderung .....	38
5.3 Staatliche Finanzierung.....	39
5.4 Öffentliche Debatte und gesellschaftliche Akzeptanz .....	40

6	Schlussfolgerung und Handlungsoptionen.....	42
A	Anhang.....	45
A.1	Bildung von natürlichem Wasserstoff im Untergrund.....	45
A.2	Migration, Ansammlung und Lebensdauer im Untergrund.....	47
A.3	Quantitative Schätzungen natürlicher Wasserstoffvorkommen .....	52
A.4	Produktionskosten.....	53
	Literatur.....	55
	Mitwirkende .....	62



# Geologischer Wasserstoff – eine unterschätzte Energiequelle?

## Geologischer Wasserstoff – was ist das?

Geologischer Wasserstoff ist molekularer Wasserstoff aus dem geologischen Untergrund. In den letzten Jahren hat das Forschungsinteresse daran stark zugenommen: Weltweit sind über hundert Unternehmen – meist Start-ups – in dem Bereich aktiv. Zwei Arten geologischen Wasserstoffs lassen sich unterscheiden: natürlicher und stimulierter Wasserstoff.

**Natürlicher Wasserstoff** (auch weißer oder goldener Wasserstoff) entsteht durch natürlich ablaufende geologische Prozesse. Er kann diffus in die Atmosphäre austreten oder sich bei den passenden geologischen Bedingungen unterirdisch ansammeln. Das Interesse daran stieg nach der Entdeckung einer natürlichen wasserstoffreichen Gasquelle in Mali, die zur Stromversorgung eines nahe gelegenen Dorfs genutzt wurde. Dies ist der erste dokumentierte Fall einer dauerhaften Gewinnung und Nutzung natürlichen Wasserstoffs.

**Stimulierter Wasserstoff** (auch orangefarbener Wasserstoff) wird durch das gezielte Auslösen von Reaktionen im Untergrund erzeugt, beispielsweise durch die Injektion von Wasser oder Katalysatoren. Dieses Konzept befindet sich noch in einem frühen Forschungsstadium.

## Ungewiss, ob abbaubare Vorkommen von natürlichem Wasserstoff existieren

Noch ist unklar, ob natürlicher Wasserstoff in wirtschaftlich abbaubaren Lagerstätten vorkommt und ob er langfristig einen relevanten Beitrag zu einem klimaneutralen Energiesystem leisten kann. Zwar sind die geologischen Prozesse, bei denen Wasserstoff entsteht, im Wesentlichen verstanden, doch bestehen nach wie vor erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Migration, Ansammlung und Beständigkeit im Untergrund. Wasserstoffbildende Gesteine sind weit verbreitet; bisher wurden jedoch noch keine großen, wirtschaftlich nutzbaren Vorkommen bestätigt. Die Einschätzung von Fachleuten über die Potenziale gehen weit auseinander. Erhöhte Wasserstoffkonzentrationen allein sind noch kein Beweis für eine größere Ansammlung.

## Potenziell billiger als grüner Wasserstoff

Falls wirtschaftlich nutzbare Vorkommen identifiziert werden, könnte natürlicher Wasserstoff wahrscheinlich günstiger produziert werden als grüner Wasserstoff aus Elektrolyse. Unter guten geologischen und betrieblichen Bedingungen könnten sich die Produktionskosten denen von grauem Wasserstoff annähern. Die Kosten wären jedoch abhängig von Faktoren wie Bohrlochtiefe, Fördermenge und Wasserstoffkonzentration.

## Lokale und dezentrale Anwendungen am vielversprechendsten

Für die Energiewende sehen die meisten Fachleute natürlichen Wasserstoff eher als Ergänzung denn als Gamechanger. Damit bleiben Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur und grüne Wasserstoffproduktion weiterhin notwendig. Insbesondere kurz- und mittelfristig könnte sich natürlicher Wasserstoff vor allem für lokale und dezentrale Anwendungen eignen. Denkbar wären etwa die Koproduktion mit Helium oder geothermischer Energie zur Diversifizierung der Einnahmequellen sowie lokale Stromversorgung für Bergbaustandorte oder abgelegene Siedlungen.

## Bedarf an Rechtssicherheit und gezielter Forschungsförderung

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von natürlichem Wasserstoff sind von Land zu Land sehr unterschiedlich; im Bergrecht der meisten Länder wird er überhaupt nicht berücksichtigt. Für weitere Forschung und Investitionen bedarf es klarer Rechtsvorschriften, die die Exploration und den potenziellen Abbau ermöglichen. Eine gezielte öffentliche Forschungsfinanzierung könnte zudem dazu beitragen, die für fundierte politische Entscheidungen erforderliche wissenschaftliche Basis zu schaffen.

## Abkürzungen

<b>AUD</b>	Australische Dollar
<b>°C</b>	Grad Celsius
<b>CCS</b>	Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff(dioxid)
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>CO<sub>2</sub>e</b>	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
<b>EGS</b>	Enhanced Geothermal System (deutsch: stimulierte Tiefengeothermie)
<b>ESPAS</b>	European Strategy and Policy Analysis System
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>Fe</b>	Eisen
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>GWP</b>	Globales Erwärmungspotenzial
<b>H<sub>2</sub></b>	Molekularer Wasserstoff
<b>H<sub>2</sub>O</b>	Wasser
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Schwefelwasserstoff
<b>He</b>	Helium
<b>IEA</b>	Internationale Energieagentur
<b>kg</b>	Kilogramm
<b>km</b>	Kilometer
<b>LCA</b>	Lebenszyklusbewertung (englisch: Life Cycle Assessment)
<b>LCOH</b>	Wasserstoffgestehungskosten (englisch: Levelized Cost of Hydrogen)
<b>m</b>	Meter
<b>MSR</b>	Methandampfreformierung (englisch: Methane Steam Reforming)
<b>Mt</b>	Megatonne (= 1.000.000 Tonnen)
<b>KW</b>	Kapitalwert
<b>O<sub>2</sub></b>	Molekularer Sauerstoff
<b>pH-Wert</b>	Maß für Azidität/Alkalität (definiert als negativer dezimaler Logarithmus der Protonenkonzentration)
<b>F&amp;E</b>	Forschung und Entwicklung
<b>RED III</b>	Erneuerbare-Energien-Richtlinie III
<b>t</b>	Tonne
<b>TRL</b>	Technologiereifegrad (englisch: Technology Readiness Level)
<b>U. S.</b>	Vereinigte Staaten
<b>USA</b>	Vereinigte Staaten von Amerika

## Glossar

<b>Abiotisch</b>	Prozesse oder Materialien, die ohne Beteiligung von lebenden Organismen ablaufen bzw. entstehen
<b>Adsorption</b>	Prozess, bei dem sich Moleküle aus einem Gas oder einer Flüssigkeit an der Oberfläche eines festen Materials anlagern.
<b>Aquifer</b>	Grundwasserleiter
<b>Ausgangsgestein</b>	In geologischen Wasserstoffsystemen bezeichnet das Ausgangsgestein jenes Gestein, das durch Prozesse wie Radiolyse oder Serpentinisierung Wasserstoff erzeugen kann.
<b>Biofouling</b>	Unerwünschte Besiedlung von Oberflächen durch biologische Organismen, die zu verminderter Effizienz, Verstopfung, Korrosion oder erhöhtem Wartungsbedarf führt.
<b>Blauer Wasserstoff</b>	Mit Dampfreformierung aus Erdgas hergestellter Wasserstoff, wobei das entstehende CO <sub>2</sub> abgeschieden und unterirdisch eingelagert wird (siehe CCS).
<b>Brownfield-Exploration</b>	Bezieht sich auf Explorationsaktivitäten, die in Gebieten mit bestehenden Minen oder bekannten Rohstoffvorkommen durchgeführt werden. In der Regel handelt es sich dabei um Regionen mit vorhandener Infrastruktur oder bereits verfügbaren geologischen Daten, was das technische und wirtschaftliche Risiko im Vergleich zur Exploration in neuen Gebieten verringert.
<b>CCS/Kohlenstoffabscheidung und -speicherung</b>	Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. CO <sub>2</sub> wird aus Energie- oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft unterirdisch eingelagert. Als Speicher kommen vor allem leergeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie tiefliegende, salzwasserführende Aquifere infrage.
<b>CO<sub>2</sub>e/CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>	Eine standardisierte Maßeinheit zum Vergleich der Auswirkungen verschiedener Treibhausgase. Sie wird in Äquivalenten der Treibhausgaswirkung von CO <sub>2</sub> über einen bestimmten Zeitraum ausgedrückt.
<b>Deckgestein</b>	Ein Deckgestein mit geringer Durchlässigkeit, das eine Barriere bildet und dadurch das Entweichen von Gasen und Flüssigkeiten aus einer darunterliegenden Lagerstätte verhindert.
<b>Durchflussrate</b>	Massen- oder Volumenstrom (zum Beispiel die jährliche Fördermenge einer Bohrung oder die jährliche Menge eines natürlichen Wasserstoffaustritts)
<b>Druck- und Temperaturwechseladsorption</b>	Zwei verwandte Gastrennverfahren, die auf der selektiven Adsorption beruhen, bei der bestimmte Gaskomponenten bevorzugt an festen Materialien adsorbiert und so aus dem Gasgemisch abgetrennt und dann durch Änderung des Drucks (Druckwechseladsorption) oder der Temperatur (Temperaturwechseladsorption) desorbiert werden.
<b>EGS/Enhanced Geothermal Systems (stimulierte Tiefengeothermie)</b>	Technologie zur Nutzung von Erdwärme, bei der Stimulationsmethoden eingesetzt werden, um die Durchlässigkeit in heißem unterirdischem Gestein zu schaffen oder zu verbessern und so die Wärmeabgewinnung zur Energieerzeugung zu ermöglichen. Im Gegensatz zu konventionellen geothermischen Systemen benötigen EGS keine natürlich durchlässigen Reservoirs.
<b>Elastomere</b>	Natürliche oder synthetische gummiartige Feststoffe mit elastischen Eigenschaften
<b>Elektrolyse</b>	Ein chemischer Prozess, bei dem ein elektrischer Strom verwendet wird, um eine nicht spontan ablaufende chemische Reaktion auszulösen, zum Beispiel die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff.

<b>Erneuerbare Ressource</b>	Eine Ressource, die mindestens so schnell nachwächst, wie sie verbraucht wird, und die sich daher nicht erschöpft.
<b>EU-Taxonomie</b>	Das Klassifizierungssystem der Europäischen Union für nachhaltige Finanzen, das durch die Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates eingeführt wurde. Es definiert einen wissenschaftlich fundierten Rahmen für die Identifizierung von Wirtschaftstätigkeiten, die als ökologisch nachhaltig angesehen werden können, indem sie einen wesentlichen Beitrag zu einem oder mehreren von sechs Umweltzielen leisten, den übrigen Zielen keinen erheblichen Schaden zufügen und Mindestschutzmaßnahmen erfüllen.
<b>Exotherm</b>	Beschreibt einen chemischen oder physikalischen Prozess, der Wärme an seine Umgebung abgibt.
<b>Fallenstruktur</b>	Geologische Strukturkonfiguration/Geometrie, die die Ansammlung von Fluiden ermöglicht. Sie umfasst in der Regel ein poröses Reservoir und eine wenig durchlässige/un-durchlässige Deckschicht. Eine Fallenstruktur kann durch strukturelle Verformung (Falten und Verwerfungen) oder Variationen in der Gesteinsschichtung oder eine Kombination aus beidem entstehen.
<b>Flussrate</b>	Die Menge eines Stoffs, die pro Zeiteinheit durch eine bestimmte Oberfläche, ein bestimmtes Gebiet oder System fließt. Die Flussrate misst die Geschwindigkeit oder Intensität des Flusses.
<b>Gaschromatografie</b>	Ein Analyseverfahren, bei dem die Bestandteile eines Gasgemischs getrennt und identifiziert werden, indem es durch eine lange, schmale Säule geleitet wird, deren innere Oberfläche verschiedene Substanzen vorübergehend in unterschiedlichem Maße zurückhält, wodurch sie sich mit unterschiedlicher Geschwindigkeit durch die Säule bewegen.
<b>Geologischer Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der in der Erdkruste durch geologische Prozesse wie Wasser-Gesteins-Reaktionen entsteht oder vorkommt. Der Begriff umfasst sowohl natürlichen Wasserstoff als auch stimulierten Wasserstoff.
<b>Grauer Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der aus Erdgas hergestellt wird, hauptsächlich durch Methandampfreformierung. Im Gegensatz zu blauem Wasserstoff wird das entstehende CO <sub>2</sub> nicht aufgefangen, sondern in die Atmosphäre emittiert. Der Großteil der weltweiten Wasserstoffproduktion wird heute mit diesem Verfahren hergestellt.
<b>Grüner Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien hergestellt wird. In den meisten Fällen wird dazu Wind- oder Sonnenenergie für die Elektrolyse genutzt. Bei der Elektrolyse wird Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten, wofür große Mengen an Energie benötigt werden. Bei der Herstellung von grünem Wasserstoff entstehen keine CO <sub>2</sub> -Emissionen.
<b>GWP/Globales Erwärmungspotenzial (100 Jahre/20 Jahre)</b>	Ein Maß, das die Auswirkungen verschiedener Treibhausgase auf das Klima vergleicht, indem es ihren Treibhauseffekt im Vergleich zu CO <sub>2</sub> über einen bestimmten Zeithorizont ausdrückt. Üblicherweise werden das GWP100 über 100 Jahre und das GWP20 über 20 Jahre angegeben.
<b>Hochlegierter Stahl</b>	Stahl mit einem hohen Anteil an Legierungselementen von mehr als 5 Prozent und häufig mehr als 10 Prozent der Gesamtzusammensetzung. Zu den üblichen Legierungselementen gehören Chrom, Nickel und Molybdän. Hochlegierte Stähle bieten eine bessere Beständigkeit gegen Korrosion, hohe Temperaturen und wasserstoffbedingte Materialschädigung.
<b>Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR)</b>	Das Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) ist eine Methode der tiefen Geothermie, bei der die im Untergrund gespeicherte Erdwärme aus heißen, aber wasserarmen oder wasserfreien Gesteinsschichten genutzt wird. Dabei wird Wasser über eine Injektionsbohrung in tief liegendes, heißes Gestein gepresst, wo es sich in künstlich erzeugten oder erweiterten Rissen (Klüften) erwärmt. Das erhitzte Wasser wird anschließend über eine zweite Bohrung wieder an die Oberfläche gefördert und kann dort zur Strom- oder Wärmeerzeugung verwendet werden.

<b>Hydratation</b>	Ein Prozess, bei dem Wasser in ein Material oder Mineral eingebettet wird, wodurch sich dessen Zusammensetzung und physikalische Eigenschaften ändern.
<b>Hydraulisches Fracking</b>	Eine in der Energieerzeugung eingesetzte Bohrlochstimulationstechnik, bei der unter Druck stehende Flüssigkeiten und Zusätze wie Sand in unterirdische Gesteinsformationen injiziert werden, um Risse zu erzeugen oder zu vergrößern, die Durchlässigkeit zu erhöhen und die Gewinnung von Gasen oder Flüssigkeiten aus dem Untergrund zu ermöglichen.
<b>Indirekte Emissionen</b>	Emissionen, die nicht durch die Tätigkeit selbst, sondern durch vor- oder nachgelagerte Prozesse wie Energieversorgung, Materialherstellung oder Transport entstehen.
<b>Inertes Gas</b>	Gase wie Helium oder Argon, die unter normalen Bedingungen nicht oder nur schwach chemisch reaktiv sind. Sie werden häufig verwendet, um unerwünschte Reaktionen zu verhindern, zum Beispiel in bestimmten Labor- oder Fertigungsprozessen.
<b>In-situ-Trennung</b>	Ein Verfahren, bei dem die Komponenten eines (flüssigen) Gemischs direkt in der Betriebsumgebung, zum Beispiel im Untergrund oder in der Produktionsumgebung, und nicht erst nach der Extraktion getrennt werden, um bestimmte Stoffe selektiv zu gewinnen.
<b>Kerogen</b>	Kerogen ist eine in Sedimentgesteinen vorkommende, feste, unlösliche organische Substanz, die aus abgestorbenen Organismen (Algen, Bakterien, Pflanzen) entsteht. Es ist die weltweit häufigste Form von organischem Kohlenstoff in der Erdkruste. Durch geologische Prozesse wie Hitze und Druck wandelt es sich in Erdöl und Erdgas um.
<b>Kohlenwasserstoffe</b>	In der Chemie werden Kohlenwasserstoffe als organische Verbindungen definiert, die ausschließlich aus Wasserstoff und Kohlenstoff bestehen. Sie sind der Hauptbestandteil von fossilen Brennstoffen wie Erdöl und Erdgas. Im weiteren Sinne wird der Begriff häufig auch auf Erdgas und Erdöl angewandt, zum Beispiel „Kohlenwasserstoffexploration“, obwohl sie auch geringe Mengen anderer Elemente enthalten. In diesem Papier wird der Begriff in diesem weiteren Sinne verwendet.
<b>Kristallines Gestein</b>	Ein Gestein, das vollständig aus Mineralkristallen besteht, die bei der Erstarrung von geschmolzenem Material oder bei der metamorphen Rekristallisation zusammengewachsen sind und ein ineinandergreifendes Mosaikgefüge bilden. Der Begriff bezieht sich auf die Textur und gilt in der Regel für magmatische und metamorphe Gesteine.
<b>Kryogenische fraktionierte Destillation</b>	Eine spezielle Methode der kryogenen Trennung, bei der Gasgemische wie Luft oder Erdgas auf sehr niedrige Temperaturen abgekühlt werden, bis sie kondensieren, und dann die Komponenten entsprechend ihren unterschiedlichen Siedepunkten destilliert werden.
<b>Kryogenische Trennung</b>	Ein Verfahren zur Trennung von Gasgemischen, bei dem extrem niedrige Temperaturen verwendet werden, um Gasgemische zu verflüssigen und ihre Bestandteile auf der Grundlage physikalischer Eigenschaften wie ihrer Siedepunkte zu trennen.
<b>KW/Kapitalwert</b>	Ein Maß für den Wert einer Investition, bei dem alle erwarteten künftigen Cashflows addiert und auf den heutigen Wert abgezinst werden, wobei die anfänglichen Investitionskosten abgezogen werden.
<b>Lagerstätte</b>	Eine natürlich vorkommende Ansammlung eines Rohstoffs (hier Wasserstoff) im Untergrund in einer Menge und Konzentration, die eine wirtschaftliche Verwertung potenziell erlaubt.
<b>LCA/Lebenszyklusanalyse</b>	Eine standardisierte Methode zur Bewertung der Umweltauswirkungen eines Produkts, einer Dienstleistung oder eines Prozesses während seines gesamten Lebenszyklus. Dazu gehören Phasen wie die Rohstoffgewinnung, die Produktion, die Nutzung und das Recycling oder die endgültige Entsorgung. Die Methodik ist in ISO 14040 und ISO 14044 definiert.
<b>LCOH/Gestehungskosten von Wasserstoff</b>	Eine wirtschaftliche Kennzahl, die die durchschnittlichen Kosten pro Einheit für die Herstellung von Wasserstoff, in der Regel ausgedrückt in Kosten pro Kilogramm, über die Betriebsdauer einer Produktionsanlage angibt. Sie dienen als standardisierte Benchmark-Kosten zum Vergleich der Kosten verschiedener Formen der Wasserstoffproduktion (grün, blau, weiß usw.).

<b>Membranrennung</b>	Ein Trennverfahren, bei dem selektive Membranen bestimmte Komponenten eines Gas- oder Flüssigkeitsgemischs leichter passieren lassen als andere und so eine Trennung ermöglichen.
<b>Mittelozeanische Rücken</b>	Mittelozeanische Rücken entstehen an den Rändern von auseinanderdriftenden tektonischen Platten, an denen durch vulkanische Aktivität neue Ozeankruste entsteht. Sie sind eine der häufigsten geologischen Strukturen der Erde. Zusammen erstrecken sich die mittelozeanischen Rücken über fast 65.000 Kilometer und bilden damit die längste zusammenhängende Gebirgskette der Erde.
<b>MSR/Methandampfreformierung/Dampfreformierung</b>	Ein chemischer Prozess, bei dem Methan mit Wasserdampf bei hoher Temperatur reagiert und ein Gas erzeugt, das aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht (auch Synthesegas genannt).
<b>Natürlicher Wasserstoff</b>	Molekularer Wasserstoff, der sich auf natürliche Weise im geologischen Untergrund durch geochemische Prozesse ohne menschliches Zutun bildet (auch weißer oder goldener Wasserstoff genannt). Der Begriff, wie er in diesem Dokument verwendet wird, umfasst nicht den von Mikroben im Untergrund erzeugten Wasserstoff.
<b>Präkambrisches Gestein</b>	Gestein, das vor dem Kambrium – vor mehr als 540 Millionen Jahren – entstanden ist.
<b>Pyrolyse von Methan</b>	Ein Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff, bei dem Methan in Wasserstoff umgewandelt wird und fester Kohlenstoff anstelle von Kohlendioxid entsteht.
<b>Quoten für erneuerbare Energien</b>	Regulatorische Anforderungen, die einen Mindestanteil oder eine Mindestmenge an Energie vorschreiben, die aus erneuerbaren Quellen innerhalb eines bestimmten Energiesystems oder -markts erzeugt werden muss.
<b>Radiolyse</b>	Ein Prozess, bei dem Wasser durch die beim radioaktiven Zerfall entstehende Strahlung in Wasserstoff und Sauerstoff (O <sub>2</sub> ) gespalten wird.
<b>Reserve</b>	Reserven sind der Teil der bekannten Ressourcen, der nachweislich unter den derzeitigen technischen, marktwirtschaftlichen und gesetzlichen Bedingungen wirtschaftlich förderbar ist.
<b>Reservoir</b>	Eine unterirdische Gesteinsformation mit ausreichendem Porenraum und ausreichender Durchlässigkeit, um die Ansammlung und den Fluss von Gasen oder Flüssigkeiten zu ermöglichen. Ein Reservoir oder Speichergestein kann nur dann Wasserstoffansammlungen (oder Kohlenwasserstoffansammlungen usw.) beherbergen, wenn es Teil einer Fallstruktur ist, die von einem Deckgestein überlagert wird, das ein Entweichen der Flüssigkeiten und Gase verhindert.
<b>Ressource</b>	In der Geologie zählen zu den Ressourcen alle entdeckten Mengen eines Stoffs, die unabhängig von der derzeitigen Rentabilität irgendwann einmal gefördert werden könnten. Im Gegensatz zu Reserven sind Ressourcen unter den derzeitigen technischen, marktwirtschaftlichen oder regulatorischen Bedingungen nicht unbedingt wirtschaftlich förderbar. Sie können in der Zukunft rentabel werden, wenn die Preise steigen, die Technologie sich verbessert oder eine neue Infrastruktur entwickelt wird.
<b>Sedimentbecken</b>	Eine regional begrenzte, langlebige Vertiefung in der Erdkruste, in der sich über Millionen von Jahren Sedimente ansammeln. Bei fortgesetzter Ablagerung sind die darunterliegenden Sedimente einem zunehmenden Druck ausgesetzt und beginnen sich zu verdichten, wodurch sie schließlich in Sedimentgestein umgewandelt werden. Sedimentbecken beherbergen den Großteil der weltweiten Energieressourcen, wichtige Mineralvorkommen und ausgedehnte Aquifere (Grundwasserleiter).
<b>Sedimentgestein</b>	Gestein, das aus Ablagerungen von Sand, Schlamm oder organischen Stoffen besteht, die im Laufe der Zeit verdichtet und zementiert werden, in der Regel an oder nahe der Erdoberfläche.
<b>Serpentinisierung</b>	Eine Wasser-Gesteins-Reaktion, bei der primäre Ferromagnesiumminerale (wie Olivin und Pyroxen) hydratisiert und in Serpentinmineralien umgewandelt werden, in der Regel begleitet von der Bildung von Magnetit und der Freisetzung von Wasserstoff. Der Prozess findet vor allem in ultramafischem Gestein statt.

<b>Stimulierter geologischer Wasserstoff</b>	Wasserstoff, zu dessen Herstellung natürliche wasserstoffbildende Reaktionen im Untergrund durch die Injektion von Flüssigkeiten (zum Beispiel Wasser) und – in einigen Konzepten – katalytischen Substanzen verstärkt werden (auch als oranger Wasserstoff bezeichnet).
<b>Technoökonomische Analyse</b>	Eine Bewertung, die technische und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt, um die Gesamtkosten und weitere ökonomische Kennzahlen zu ermitteln.
<b>Transportmedium</b>	Strukturen und Flüssigkeiten, durch die Wasserstoff vom Ausgangsgestein migrieren kann, zum Beispiel durchlässige Sedimente oder Risse im Gestein.
<b>TRL/Technologiereifegrad</b>	Eine Skala von 1 bis 9 zur Bewertung des Entwicklungsstands neuer Technologien. Mit ihm lässt sich die Zeit bis zur Marktreife einer Technologie abschätzen.
<b>Verflüssigter Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der durch Abkühlung auf extrem niedrige Temperaturen (unter $-253\text{ °C}$ bei atmosphärischem Druck) im flüssigen Zustand gehalten wird. Flüssiger Wasserstoff ist etwa 850 Mal kompakter als gasförmiger Wasserstoff, was die langfristige Lagerung und den Transport über große Entfernungen erleichtert.
<b>Wasserstoffsystem</b>	Geologisches Umfeld, in dem Wasserstoff erzeugt wird und sich ansammelt. Zu den Elementen gehören ein Ausgangsgestein, eine Fallenstruktur, die aus einem Reservoir und einer Deckschicht besteht, sowie ein Migrationspfad, über den der Wasserstoff vom Ausgangsgestein zur Fallenstruktur wandert.
<b>Weißer Wasserstoff</b>	Siehe natürlicher Wasserstoff.

## 1 Einführung

Für den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem und einer klimaneutralen Industrie werden große Mengen an kohlenstoffarmem molekularem Wasserstoff ( $H_2$ ) benötigt. Da die Entwicklung kohlenstoffarmer Quellen für „grünen“ und „blauen“ Wasserstoff länger dauert als ursprünglich erhofft, hat eine andere Art Wasserstoff in den letzten Jahren zunehmend an Aufmerksamkeit gewonnen: der sogenannte geologische Wasserstoff. Der Begriff umfasst zwei Formen: Als natürlichen (oder weißen/goldenen) Wasserstoff bezeichnet man molekularen Wasserstoff, der durch natürliche geologische Prozesse gebildet wird. Die zweite Form ist der stimulierte (oder orangene) Wasserstoff, bei dem man versucht, die natürliche Bildung von Wasserstoff im Untergrund durch die Injektion von Wasser und gegebenenfalls Katalysatoren künstlich herbeizuführen. Während der Schwerpunkt dieser Publikation auf natürlichem Wasserstoff liegt, wird auch stimulierter Wasserstoff behandelt, wo dies relevant ist.

Das Interesse an natürlichem Wasserstoff wurde vor allem durch die Entdeckung eines Wasserstoffvorkommens in Mali geweckt, aus dem zum ersten Mal natürlicher Wasserstoff gewonnen und zur Stromerzeugung in einem Dorf genutzt wurde. [1] Die Nutzung beweist sowohl die Existenz als auch die praktische Nutzbarkeit solcher Vorkommen.

Seitdem hat die Zahl der wissenschaftlichen Veröffentlichungen über die wirtschaftliche Nutzung von natürlichem Wasserstoff erheblich zugenommen, und sowohl Start-ups als auch größere Unternehmen haben begonnen, sein Potenzial zu erforschen. Während das Thema in den Geowissenschaften zunehmend diskutiert wird, hat es bisher vergleichsweise wenig Aufmerksamkeit von Fachleuten aus den Bereichen Energietechnik, Energiesystemanalyse und Energiewirtschaft erhalten. Auch in der öffentlichen Wahrnehmung spielt es noch keine große Rolle.

Dennoch haben politische Entscheidungsträger:innen in mehreren Ländern hohe Erwartungen an natürlichen Wasserstoff als zukünftige Energieressource formuliert. Explorationslizenzen wurden bereits in mehreren Ländern – darunter Frankreich, Spanien, Finnland, USA, Kanada, Australien, China und Russland – erteilt. [1; 2] Auf europäischer Ebene stellt das European Strategy and Policy Analysis System (ESPAS) in seinem Global Trends Report 2024 fest, dass „die Möglichkeit, natürliche Wasserstoffvorkommen abzubauen, das Potenzial für eine zukünftige Energie-Revolution hat.“ [3, S. 28] In Deutschland hat natürlicher Wasserstoff bisher jedoch relativ wenig Beachtung in Politik und Forschung gefunden.

Diese Publikation gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse zu geologischem Wasserstoff, zeigt wichtige Unsicherheiten auf und bewertet die potenzielle Rolle von natürlichem Wasserstoff bei der Energiewende und in der Industrie. Wir analysieren technische, wirtschaftliche und institutionelle Hürden bei der Entwicklung und erörtern politische Optionen für die Forschungsförderung sowie für begünstigende Rahmenbedingungen, mit einem besonderen Fokus auf Deutschland.

Die Ergebnisse dieser Publikation basieren auf Interviews und einem Workshop mit internationalen Fachleuten, ergänzt durch Literaturrecherche. Eine Liste der befragten Fachleute findet sich im Anhang.

## 2 Geowissenschaft und Exploration: Die Suche nach natürlichen Wasserstofflagerstätten

Bislang wurde nur in einem Fall natürlicher Wasserstoff gewonnen und genutzt: in einer Anlage in der Nähe des Dorfs Bourakébougou in Mali (siehe Infobox S. 18). Abgesehen davon wurde bisher keine wirtschaftlich nutzbare, abbaubare Ansammlung von natürlichem Wasserstoff entdeckt. Das Wissen über potenzielle Wasserstoffvorkommen ist daher noch sehr begrenzt.

Dass Wasserstoff natürlich im Untergrund vorkommen kann, ist seit über hundert Jahren bekannt. [4] Seit vielen Jahrzehnten werden Daten über unterirdischen Wasserstoff erhoben, um mikrobiologische Ökosysteme im Untergrund und die Rolle des Wasserstoffs darin zu analysieren. [5] Jedoch wurde unterirdischer Wasserstoff nicht als potenzielle Ressource für die menschliche Nutzung betrachtet, und es gab keine gezielten Explorationsmaßnahmen. Viele der dokumentierten Vorkommen waren Zufallsfunde bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen, im Bergbau und bei Brunnenbohrungen. In vielen Fällen ist die Wasserstoffkonzentration gering, aber gelegentliche Funde mit gemessenen Konzentrationen von über 40 Prozent, in einigen Fällen sogar über 90 Prozent, wurden aus verschiedenen Regionen berichtet, darunter Albanien, Australien, Kanada, Finnland und USA. [4] Stickstoff, Helium und Methan sind häufige Bestandteile des Restgases.

Während für viele Standorte die gemessenen Wasserstoffkonzentrationen dokumentiert wurden, gibt es nur wenige Informationen über die damit verbundenen Wasserstoffmengen im Untergrund. In einigen Fällen werden Durchflussraten von natürlichen Gasaustritten an die Oberfläche dokumentiert. Bisher gibt es aber keine Flussmessungen aus Bohrlöchern, die erforderlich wären, um das Wasserstoffvolumen und die potenzielle wirtschaftliche Rentabilität einer Lagerstätte abzuschätzen.

Um beurteilen zu können, ob und wo potenziell förderbare Vorkommen existieren, ist es entscheidend zu verstehen,

- wie natürlicher Wasserstoff gebildet wird,
- wie er durch den Untergrund wandert,
- wie er sich in Reservoirs ansammeln kann und
- ob er durch chemische Reaktionen oder Mikroben auf dem Weg zum Reservoir oder im Reservoir selbst verbraucht wird.

Dieses Kapitel fasst den aktuellen Wissensstand für Leser:innen ohne geowissenschaftlichen Hintergrund zusammen. Ein detaillierterer Überblick über die geowissenschaftliche Literatur findet sich im Anhang.

## 2.1 Entstehung und Ansammlung von natürlichem Wasserstoff

Wasserstoff entsteht im Untergrund durch eine Reihe von Prozessen, doch nicht alle davon scheinen für die Bildung von potenziell abbaubaren Lagerstätten relevant zu sein. Zwei Prozesse sehen die meisten Fachleute als vielversprechend an:

- Reaktionen bestimmter eisenhaltiger Gesteinsarten mit Wasser, wie die Serpentinisierung, und
- die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff bei der sogenannten Radiolyse durch Strahlung aus radioaktivem Zerfall.

Anhang A.1 gibt einen ausführlicheren Überblick über die natürlichen Entstehungsprozesse von Wasserstoff. Obwohl die relevanten Prozesse im Prinzip verstanden sind, besteht nach wie vor große Ungewissheit darüber, wie viel Wasserstoff mit welcher Geschwindigkeit an welchem Ort gebildet wird.

Da Wasserstoff ein sehr kleines und reaktives Molekül ist, kann er sich leicht vom Ausgangsgestein entfernen und durch chemische Reaktionen oder Mikroben verbraucht werden. Damit sich Wasserstoff ansammeln kann, braucht er bestimmte geologische Voraussetzungen: 1) ein geeignetes Speichergestein (Reservoir) mit einem zusammenhängenden Porenraum und 2) eine Deckschicht aus einem Gestein mit geringer Durchlässigkeit, die das Entweichen des Wasserstoffs verhindert.

Reservoir und Deckschicht müssen eine Fallenstruktur bilden, die den Wasserstoff an Ort und Stelle hält. Wasserstoff kann im Untergrund als freies Gas oder in Wasser gelöst vorkommen. Aufgrund der geringen Größe der Wasserstoffmoleküle sind Gesteinsarten, die typischerweise effektive Deckschichten für Erdgas bilden, für Wasserstoff möglicherweise nicht geeignet. Da Wasserstoff potenziell über große Entfernungen migrieren kann, zum Beispiel entlang von Rissen und Brüchen im Gestein oder in Aquiferen (Grundwasserleitern), können sich die Ansammlungen in beträchtlicher Entfernung vom Ausgangsgestein befinden.

Insbesondere in oberflächennahen Wasserstoffvorkommen kann der Verbrauch des Wasserstoffs durch Mikroben ein erhebliches Problem darstellen. Die mikrobielle Aktivität hängt stark von den örtlichen Bedingungen wie Salzgehalt, Nährstoff- und Wasserverfügbarkeit ab und kann daher stark schwanken. In größeren Tiefen sind die Temperaturen wahrscheinlich zu hoch für Wasserstoff verbrauchende Mikroben, jedoch ist das Bohren in größere Tiefen technisch anspruchsvoller und teurer.

Anhang A.2 beschreibt ausführlicher die Prozesse der Migration, der Ansammlung und des Verbrauchs von natürlichem Wasserstoff sowie geeignete geologische Bedingungen für Wasserstoffvorkommen. Ein besseres Verständnis dieser Prozesse ist von entscheidender Bedeutung, um vielversprechende Standorte für potenziell nutzbar natürliche Wasserstoffvorkommen zu identifizieren.

## 2.2 Wie viel natürlichen Wasserstoff gibt es?

In den letzten Jahren wurden in der wissenschaftlichen Literatur basierend auf Messdaten und/oder Modellierungen verschiedene Schätzungen veröffentlicht, wie viel natürlicher Wasserstoff weltweit jährlich erzeugt wird und wie viel durch natürliche Gasaustritte in die Atmosphäre entweicht. Dies sind jedoch keine zuverlässigen Indikatoren dafür, wie viel natürlicher Wasserstoff potenziell gewonnen werden könnte. Wenn sich Wasserstoff über geologische Zeiträume hinweg in Fallenstrukturen angesammelt hat, könnte unter Umständen jährlich mehr Wasserstoff gewonnen werden, als gebildet wird. Wenn sich hingegen der größte Teil des gebildeten Wasserstoffs nicht in nutzbaren Lagerstätten ansammelt oder er schnell von Mikroben verbraucht wird, ist das Potenzial für die menschliche Nutzung möglicherweise vernachlässigbar.

Um das Potenzial für eine kommerzielle Nutzung beurteilen zu können, ist die Frage entscheidend, wie viel Wasserstoff sich in Lagerstätten relevanter Größe angesammelt hat. Die britische Royal Society<sup>1</sup> kommt nach einer Literaturrecherche zu dem Schluss, dass dies aufgrund fehlender Daten bisher nicht quantifiziert werden kann. [4] Die Einschätzungen unserer Interviewpartner:innen spiegeln diese Unsicherheit wider: Ihre Erwartungen, inwieweit wirtschaftlich nutzbare natürliche Wasserstoffvorkommen vorhanden sein werden, variieren stark – von unbedeutend bis hin zu einem erheblichen potenziellen Beitrag zur künftigen Wasserstoffwirtschaft.

Die Menge an Wasserstoff, der jährlich weltweit in die Atmosphäre entweicht, wird von einer Arbeitsgruppe der Royal Society auf bis zu 0,74 Millionen Tonnen pro Jahr geschätzt. Gasflüsse aus Vulkanen sind in dieser Schätzung nicht enthalten, da sie wahrscheinlich nicht kommerziell genutzt werden können. [4] Es handelt sich um eine konservative Schätzung; einige Schätzungen anderer Autor:innen liegen um mehrere Größenordnungen höher, schließen aber auch Wasserstoffquellen ein, die eher spekulativ sind. Eine Diskussion einiger neuerer wissenschaftlicher Veröffentlichungen zu quantitativen Schätzungen findet sich in Anhang A.3.

Zum Vergleich: Die weltweite Wasserstoffnachfrage beläuft sich derzeit auf rund 100 Millionen Tonnen pro Jahr und wird bei einem Netto-Null-Emissionsszenario bis 2050 voraussichtlich auf 530 Millionen Tonnen pro Jahr steigen. [6]

---

<sup>1</sup> Die Royal Society ist eine Gemeinschaft von Wissenschaftler:innen und die nationale Akademie der Wissenschaften des Vereinigten Königreichs. Sie berät die britische Regierung und andere Institutionen auf wissenschaftlicher Grundlage. Eine Arbeitsgruppe mit zwölf Expert:innen hat das Potenzial von natürlichem Wasserstoff als kohlenstoffarmer Energieressource untersucht; die Ergebnisse wurden im Juni 2025 veröffentlicht.

### Infobox: Ist natürlicher Wasserstoff erneuerbar?

Eine erneuerbare Ressource ist definiert als eine Ressource, die sich mindestens in dem Maße regeneriert, in dem sie verbraucht wird – und die somit nicht erschöpft wird. Ob eine Ressource als erneuerbar angesehen werden kann, hängt also sowohl von der Erzeugungs- als auch von der Verbrauchsrate ab. **Die meisten Fachleute kommen zu dem Schluss, dass natürlicher Wasserstoff auf einer menschlichen Zeitskala nicht erneuerbar ist, da die bekannten unterirdischen Wasserstoffbildungsprozesse wie Serpentinisierung und Radiolyse viel langsamer sind als die potenziellen Entnahmeraten durch den Menschen für eine Nutzung im industriellen Maßstab.** [4; 7; 8; 9] Wenn es große Lagerstätten geben sollte, haben sie sich wahrscheinlich über mindestens Tausende von Jahren gebildet. Für eine ausführlichere Diskussion siehe Anhang A.2.

Wasser-Gesteins-Reaktionen wie die Serpentinisierung sind nicht erneuerbar, da sie endliche reaktive Minerale (zum Beispiel  $\text{Fe}^{2+}$ -haltiges Olivin) irreversibel verbrauchen. Sobald das Muttergestein vollständig umgewandelt ist, endet die Wasserstoffbildung. Um die Reaktion aufrechtzuerhalten, sind die Entstehung neuer reaktiver Oberflächen und eine kontinuierliche Wasserzufuhr erforderlich, etwa durch tektonische Aktivitäten oder Rissbildung. [8] Dies begrenzt die Wiederauffüllung des Reservoirs selbst unter Bedingungen, bei denen die Serpentinisierung relativ schnell erfolgt. Eine kürzlich veröffentlichte Modellierung der globalen Wasserstoffbildung und -ansammlung zeigt, dass die globale jährliche Wasserstoffbildungsrate, die als erneuerbar angesehen werden könnte, in der Größenordnung von 5 Millionen Tonnen pro Jahr liegt. Dies würde weniger als ein Prozent des erwarteten weltweiten Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 decken. [10]

Zu beachten ist, dass „erneuerbar“ nicht dasselbe ist wie „klimafreundlich“, auch wenn diese Begriffe manchmal miteinander vermischt werden. Obwohl er wahrscheinlich nicht erneuerbar ist, hat natürlicher Wasserstoff eine geringe Klimawirkung. Die Royal Society schätzt, dass natürlicher Wasserstoff aus einer Lagerstätte mit hoher Wasserstoffkonzentration wahrscheinlich einen ähnlichen oder geringeren  $\text{CO}_2$ -Fußabdruck hätte als grüner Wasserstoff (siehe Abschnitt 3.4). [4]

## 2.3 Bekannte und vermutete Vorkommen von natürlichem Wasserstoff

Die Gesteinsarten, die Wasserstoff bilden können, sind auf allen Kontinenten relativ verbreitet. [4] Allerdings ist es von Region zu Region unterschiedlich, in welchem Umfang Wasserstoffmessungen durchgeführt und Funde dokumentiert wurden. Ein Grund dafür, dass es nur wenige Daten über den Wasserstoffgehalt unterirdischer Gase gibt, ist, dass in der Öl- und Gasindustrie Wasserstoff häufig als Trägergas in der Gaschromatografie verwendet wird, sodass der Wasserstoffgehalt nicht gemessen werden kann. Etwa zwei Drittel der in neueren Literaturübersichten erfassten Vorkommen von natürlichem Wasserstoff stammen aus der ehemaligen Sowjetunion, [11] was wahrscheinlich darauf zurückzuführen ist, dass Wasserstoff dort Teil des Messprogramms für Gasansammlungen war. Im Gegensatz dazu gibt es aus einigen Ländern überhaupt keine veröffentlichten Daten. [1]

Funde von Wasserstoffkonzentrationen von über 80 Prozent wurden in Mali, den Vereinigten Staaten, Kanada, Australien und anderen Ländern berichtet. [12; 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19] Einige unserer Interviewpartner:innen stellten die Zuverlässigkeit der veröffentlichten Daten allerdings infrage und betonten die Notwendigkeit einer sorgfältigen Prüfung, wie Messungen durchgeführt und interpretiert wurden. So könnte beispielsweise bei Bohrungen entstandener Wasserstoff mit geologischem Wasserstoff verwechselt worden sein (siehe Abschnitt 2.4). Einige unserer Interviewpartner:innen wiesen darauf hin, dass Zusammenstellungen von natürlichen Wasserstoffvorkommen oft Daten schwer überprüfbarer Herkunft enthalten. Das betrifft etwa mehrere Jahrzehnte alte Daten, bei denen die Messverfahren unzureichend dokumentiert wurden, oder Informationen von Unternehmen, bei denen Einzelheiten aus Gründen der Vertraulichkeit nicht offengelegt werden.

Relevant ist zudem, dass sich die veröffentlichten Daten der meisten dokumentierten Funde auf die Wasserstoffkonzentration beschränken, während Volumenströme, Flussraten<sup>2</sup>, Lagerstättendrucke und Gesamtgasvolumina in der Regel unbekannt sind. Die veröffentlichten Daten deuten zwar darauf hin, dass natürlicher Wasserstoff weiter verbreitet sein könnte als bisher angenommen, doch geben sie nur wenig Aufschluss über Größe, Produktivität oder wirtschaftliche Rentabilität potenziell abbaubarer Vorkommen.

Nach Ansicht einiger Fachleute wurden bisher keine großen Wasserstoffvorkommen entdeckt, weil bislang kaum danach gesucht wurde und nicht die vielversprechendsten geologischen Gegebenheiten ins Visier genommen wurden. Ein Grund dafür ist, dass die meisten Forschungs- und Explorationsarbeiten auf Aufzeichnungen historischer Wasserstoffvorkommen beruhen. Diese wurden häufig im Rahmen von Öl- und Gasexplorationskampagnen gemacht. Mehrere unserer Interviewpartner:innen wiesen jedoch darauf hin, dass geologische Umgebungen, in denen Erdgas und Erdöl erkundet wurden, möglicherweise nicht die vielversprechendsten Standorte für große Wasserstoffansammlungen sind. Eine weitere Einschränkung könnte darin bestehen, dass sich die Forschung und Exploration bisher hauptsächlich auf das potenzielle Ausgangsgestein und die Bildung von Wasserstoff konzentriert hat und nicht auf potenzielle Lagerstätten. Als Strategie für die Suche nach abbaubaren natürlichen Wasserstoffvorkommen könnte es jedoch besser sein, sich auf die Suche nach geologischen Umgebungen zu konzentrieren, in denen alle Elemente vorhanden sind, die ein Wasserstoffsystem ausmachen, einschließlich des Ausgangsgesteins, der Migrationspfade, des Speichergesteins und der Deckschicht (siehe Anhang A.2). Nur wenn all diese Elemente vorhanden sind, kann sich Wasserstoff ansammeln.

Einige potenzielle Ausgangsgesteine für die Wasserstoffherzeugung können auch Vorkommen von wertvollen Mineralien wie Eisen, Nickel, Kobalt, Kupfer und Gold enthalten. [4; 5] Wasserstoff könnte daher vermehrt an oder in der Nähe von Bergbaustandorten vorkommen. Tatsächlich wurde in der wissenschaftlichen Literatur über Hunderte von Vorkommen von Wasserstoff in Verbindung mit Erzkörpern berichtet. [4; 5; 20;] Es ist jedoch möglich, dass Wasserstoffvorkommen in vielen Fällen unentdeckt geblieben sind, weil sie sich in größeren Tiefen befinden als die Bergbauaktivitäten. [21]

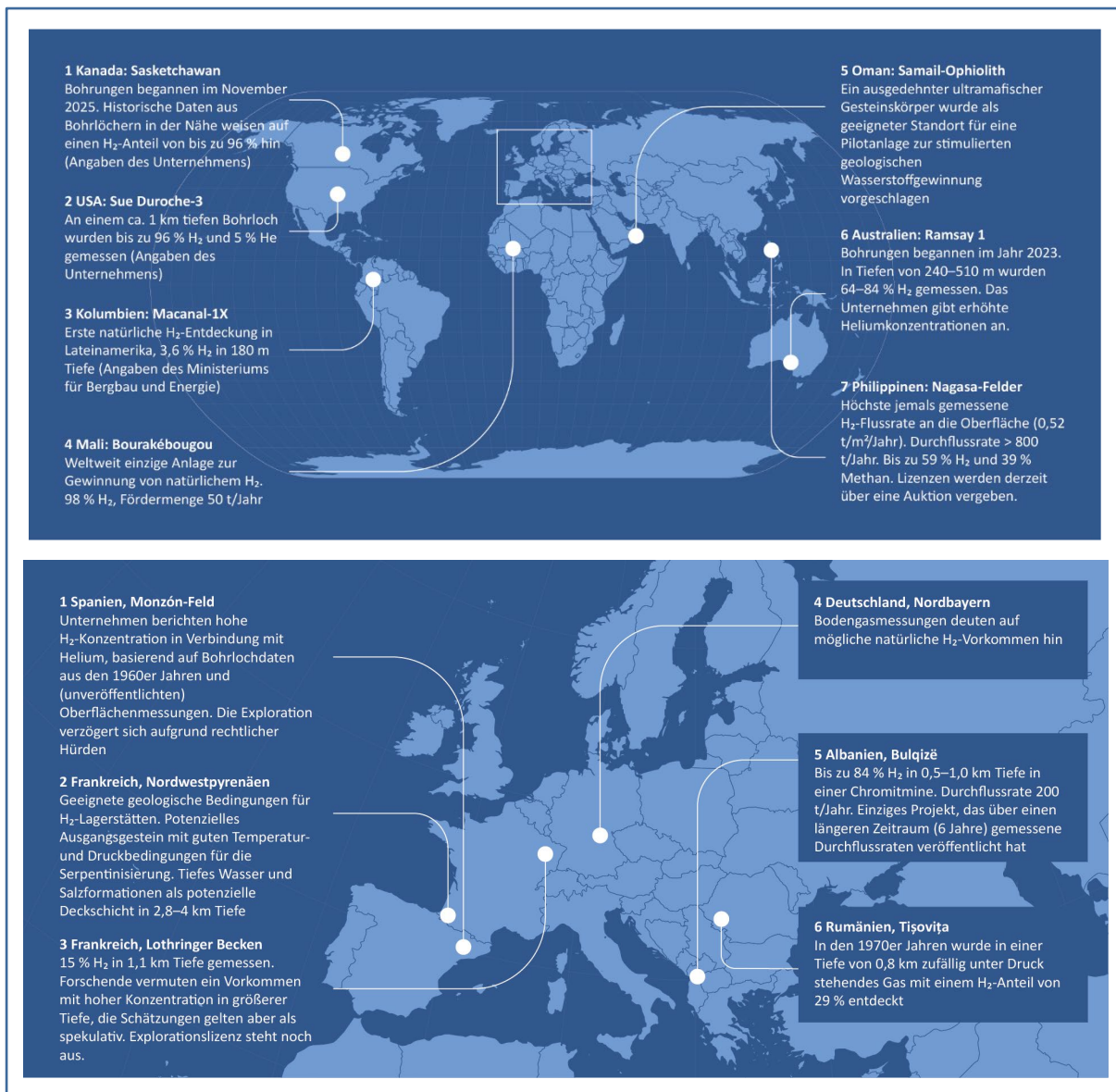
Möglicherweise gibt es in der Tiefsee ein erhebliches natürliches Wasserstoffvorkommen, da die Serpentinisierung häufig entlang ozeanischer Plattengrenzen stattfindet. [1] Dieser marine Wasserstoff ist jedoch mit der heutigen Technologie nicht zugänglich; sein Abbau wird voraussichtlich kurz- und mittelfristig technisch und kommerziell nicht machbar sein.

In den letzten Jahren haben die Forschungs- und Explorationsaktivitäten deutlich zugenommen. In vielen Ländern wurden Standorte identifiziert, die von Forscher:innen und/oder Explorationsunternehmen als potenziell vielversprechend angesehen werden. Abbildung 1 zeigt Beispiele für ausgewählte Projekte in Europa und weltweit.

Dabei ist zu beachten, dass die Wasserstoffkonzentrationen in Gasproben aus einem Feld oft stark schwanken und die in Abbildung 1 angegebenen Konzentrationen Maximalwerte sind. Der Großteil der gemessenen jährlichen Durchflussmenge, die in Abbildung 1 angegeben ist, kann daher einen viel geringeren Wasserstoffanteil enthalten haben.

---

<sup>2</sup> Die Flussrate bezeichnet die Menge eines Stoffs, die pro Zeiteinheit durch eine bestimmte Oberfläche, ein bestimmtes Gebiet oder System fließt (zum Beispiel Kubikmeter pro Stunde pro Quadratmeter) und ist ein Maß für die Geschwindigkeit oder Intensität des Flusses.



**Abbildung 1: In den letzten Jahren hat die Forschung und Erkundung von natürlichem Wasserstoff in vielen Regionen zugenommen.** Die Karte zeigt Beispiele für Projekte und Aktivitäten weltweit (oben) und in Europa (unten). Eigene Darstellung.

Datenquellen: Kanada [17; 18; 19], USA [15; 16; 22], Kolumbien [23; 24], Mali [12; 13; 36], Oman [69], Australien [14; 25], Philippinen [26; 53], Spanien [27; 28; 29; 30], Frankreich – Nordwestliche Pyrenäen [112], Frankreich – Lothringisches Becken [1; 31; 32], Deutschland [33], Rumänien [34], Albanien [1; 108]

### Infobox: Bourakébougou – das erste zur Energieversorgung genutzte Wasserstoffvorkommen

Das erste und bisher einzige Wasserstoffvorkommen, das jemals durch den Menschen genutzt wurde, befindet sich in der Nähe des Dorfs Bourakébougou in Mali. Das Vorkommen wurde 1987 zufällig bei einer Grundwasserbohrung entdeckt. [1] Im Rahmen eines Pilotprojekts wurde das Bohrloch 2011 wieder geöffnet und der Wasserstoff in den folgenden fünf Jahren genutzt, um einen an Wasserstoff angepassten Motor zu betreiben. Mit einer Leistung von 30 Kilowatt versorgte er das Dorf mit Strom. [12; 35] Weitere 24 Bohrlöcher wurden in den Jahren 2017 bis 2018 fertiggestellt. [11]

Die dokumentierte Fördermenge von 1.500 Kubikmetern pro Tag (50 Tonnen pro Jahr) [13] ist im Vergleich zur typischen Erdgasförderung winzig. Unter den meisten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen könnten Wasserstofffelder mit einer so geringen Fördermenge keine Wirtschaftlichkeit erreichen. Zum Vergleich: Hochwertige Förderbohrungen aus konventionellen Gaslagerstätten in der Nordsee produzieren über 2 Millionen Kubikmeter pro Tag [4] – mehr als 1.000 Mal so viel wie das Bourakébougou-Feld.

Im Vergleich zu anderen bekannten natürlichen Wasserstoffvorkommen ist das Bourakébougou-Feld sehr oberflächennah, einige Bohrungen enden bereits 100 Meter unter der Oberfläche. [4] Die Wasserstoffkonzentration am ursprünglichen Bohrloch ist mit bis zu 97,4 Prozent sehr hoch, spätere Bohrungen zeigten jedoch niedrigere Wasserstoffkonzentrationen. [36] Das restliche Gas besteht hauptsächlich aus Stickstoff mit geringen Mengen an Helium, Kohlendioxid und Methan. [4]

Das Bourakébougou-Feld beweist, dass oberflächennahe Lagerstätten mit hohen Wasserstoffkonzentrationen möglich sind, und hat daher das wissenschaftliche und kommerzielle Interesse an natürlichem Wasserstoff geweckt. Es ist jedoch hervorzuheben, dass solche hohen Wasserstoffkonzentrationen wahrscheinlich die Ausnahme sind. [7] Das Gesamtvolumen des in der Lagerstätte vorhandenen Wasserstoffs ist nach wie vor umstritten, [37] und der Ursprung des Wasserstoffs sowie der Mechanismus, der zur Wiederauffüllung der Ansammlung führt, sind noch nicht vollständig geklärt.

Die anhaltenden bewaffneten Konflikte in der Region behinderten in den letzten Jahren die weitere Exploration und Forschung vor Ort.

## 2.4 Erkundungsmethoden: Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Unsere Interviewpartner:innen<sup>3</sup> waren sich einig, dass die Entdeckung eines größeren, kommerziell nutzbaren natürlichen Wasserstoffvorkommens den wichtigsten Meilenstein darstellen würde. Eine solche Entdeckung würde zeigen, dass es wirtschaftlich attraktive Vorkommen gibt, daher wahrscheinlich das Interesse von Industrie und Regierungen wecken und damit Anreize für weitere Investitionen in die Exploration schaffen.

Im Vergleich zur Erdöl- und Erdgasexploration **steckt das Verständnis von natürlichen Wasserstoffsystemen noch in den Kinderschuhen**. Nach mehr als einem Jahrhundert der Forschung und technologischen Entwicklung mit dem Ziel, Erdölssysteme zu verstehen und zu charakterisieren, liegt die weltweite durchschnittliche kommerzielle Erfolgsquote der Erdölexploration heute bei etwa 30 bis 40 Prozent. [4; 38] Die Erfolgsquote bei der Exploration von natürlichem Wasserstoff dürfte beim derzeitigen Wissensstand deutlich niedriger sein. Dies könnte sich in den kommenden Jahren mit zunehmendem Verständnis der Wasserstoffsysteme verbessern – insbesondere, wenn sich neue Explorationskonzepte, die derzeit entwickelt werden, als erfolgreich erweisen. Die Entdeckung von ersten kommerziell nutzbaren Lagerstätten würde eine Brownfield-Exploration ermöglichen, das heißt eine Exploration in der Nähe bekannter Lagerstätten. Dies würde die Fündigkeitschancen weiter erhöhen, da die Erfolgsquoten bei einer Brownfield-Exploration, bei der das geologische System bereits bekannt ist, in der Regel höher sind als bei der Greenfield-Exploration in unerforschten Gebieten.

<sup>3</sup> Dieses Kapitel stützt sich auf die Expert:inneninterviews. Wenn kein Verweis angegeben ist, beruhen die Aussagen auf Einschätzungen der Interviewpartner:innen.

Wie Abbildung 2 zeigt, besteht der Explorationsprozess aus mehreren Schritten und Methoden. Die meisten der benötigten Modelle und Techniken sind in der **Erdöl- und Erdgasexploration** gut etabliert. Sie müssen jedoch angepasst werden, um den Eigenschaften von Wasserstoff und den geologischen Strukturen, in denen Wasserstoff entsteht oder sich ansammeln kann, Rechnung zu tragen. Nötig ist daher ein Ansatz, der Kenntnisse aus anderen Bereichen einbezieht, etwa Mineralienabbau, Geothermie und Mikrobiologie.

Natürliche Wasserstoffansammlungen können sowohl in Sedimentgestein als auch in kristallinem Gestein vorkommen, doch ist das Ausgangsgestein höchstwahrscheinlich kristallin. Daher spielen kristalline Gesteine in Wasserstoffsystemen eine wichtigere Rolle als in Kohlenwasserstoffsystemen. Die meisten Techniken der Öl- und Gasgewinnung sind jedoch auf Sedimentgestein zugeschnitten. Wissenslücken in Bezug auf die Exploration in kristallinem Gestein können mithilfe von Kenntnissen aus dem **Mineralienbergbau** und der Erkundung der **tiefen geothermischen Energie** geschlossen werden. Die Erkundung von Mineralien kann nützliche Erkenntnisse insbesondere für potenzielle Ausgangsgesteine liefern, da Mineralien in der gleichen Art von Gesteinen vorkommen, die wahrscheinlich Wasserstoff bilden, zum Beispiel in präkambrischem Gestein. Die Erforschung und Erkundung **tiefer geothermischer** Energiequellen kann beispielsweise Informationen über die Migration von Wasserstoff liefern, der in salzhaltigem Wasser gelöst ist. Auch die **Mikrobiologie des Untergrunds** ist für ein besseres Verständnis der natürlichen Wasserstoffsysteme hilfreich, da der Wasserstoffverbrauch durch Mikroben einen großen Einfluss auf die Größe der Lagerstätten haben kann. Tabelle 1 gibt einen Überblick über verschiedene Explorationsmethoden, den jeweiligen derzeitigen Wissensstand und die Entwicklungsbedarfe für die Exploration natürlichen Wasserstoffs.

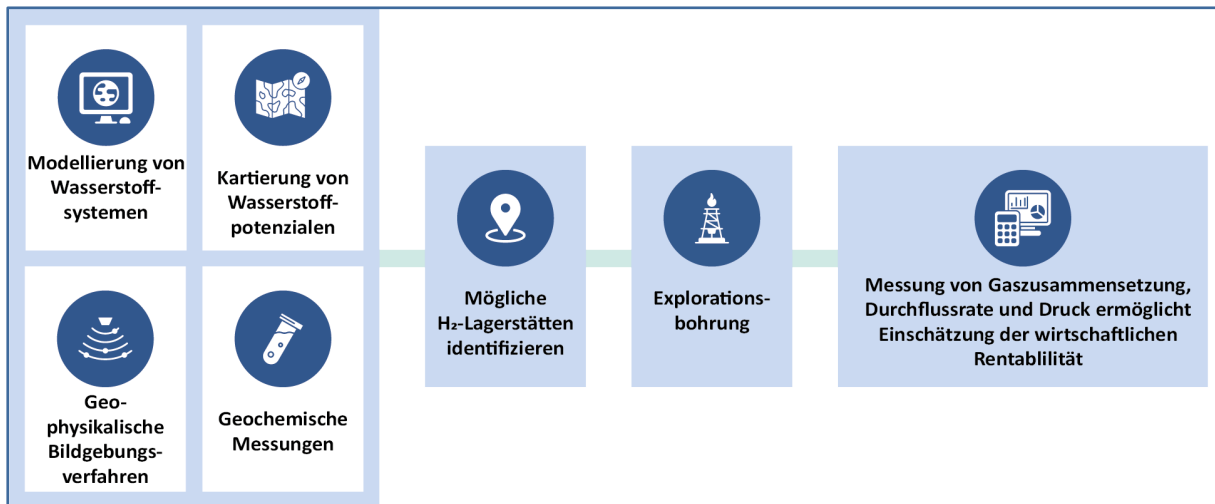


Abbildung 2: Explorationsprozess – je genauer potenzielle Lagerstätten im Vorfeld lokalisiert werden können, desto höher ist die Chance, bei Explorationsbohrungen tatsächlich auf natürlichen Wasserstoff zu stoßen. Einige Parameter, die für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit entscheidend sind, können nur durch Bohrungen ermittelt werden. Quelle: eigene Darstellung.

	Methodik	Aktueller Wissensstand	Entwicklungsbedarf
	Basis für Prospektion und Explorationsmethoden	Methoden aus Öl- und Gasexploration	Integration von Wissen aus dem Mineralienbergbau, der Tiefengeothermie und der Mikrobiologie des Untergrunds
	Modellierung von Wasserstoffsystemen	Für Öl- und Gasexploration entwickelte Konzepte vorhanden; Mechanismen der Wasserstofferzeugung im Prinzip verstanden	Verbesserung des Verständnisses der geologischen Geschichte; quantitative Modellierung der Wasserstofferzeugung, der Migrationsprozesse (einschließlich Aquiferen), der Ansammlung und des mikrobiellen Verbrauchs
	Kartierung von Wasserstoffpotenzialen	Überwiegend basierend auf empirischen Daten (häufig auf der Grundlage von Gasproben aus der Öl- und Gasexploration oder dem Bergbau)	Prädiktiv (auf der Grundlage des Verständnisses von Wasserstoffsystemen)
	Geophysikalische Bildgebungsverfahren	Optimiert für die Öl- und Gasexploration in Sedimentgestein	Anpassung an Wasserstoff in kristallinem Gestein, Verbesserung der Dateninterpretation
	Geochemische Messungen	Gut etablierte Messtechniken	Verbesserung der Dateninterpretation

**Tabelle 1: F&E-Bedarf.** Für die Suche nach natürlichem Wasserstoff müssen die für Erdöl und Erdgas angewandten Forschungs- und Explorationsmethoden angepasst und mit Kenntnissen aus anderen Bereichen kombiniert werden.

**Die Modellierung von Wasserstoffsystemen** zielt darauf ab, die verschiedenen geologischen Elemente und Prozesse zu rekonstruieren, die an der Erzeugung, der Migration, der Ansammlung und dem Verbrauch von Wasserstoff beteiligt sind. Sie kann dazu beitragen, günstige geologische Strukturen (sogenannte Play-Elemente) mit Explorationspotenzial zu identifizieren. Dies kann sowohl die Modellierung des gegenwärtigen Wasserstoffsystems als auch die Rekonstruktion der geologischen Geschichte umfassen. Letzteres kann insbesondere für Wasserstoffvorkommen relevant sein, die sich über geologische Zeiträume hinweg entwickelt haben. Darüber hinaus kann es auch zum Verständnis der heutigen Geologie beitragen und so bei der Suche nach geeigneten Ausgangsgesteinen und Speichergesteinen hilfreich sein. Die grundlegenden Mechanismen der Wasserstoffbildung sind auf Reaktionsebene bekannt, aber die quantitative Modellierung bleibt eine große Herausforderung. Die Reaktionsraten hängen von vielen Parametern ab, darunter Temperatur, Wassererfügbarkeit, reaktiven Oberflächen, mineralogischer Zusammensetzung des Gesteins und der Konnektivität von Gesteinsrissen. Diese Parameter entwickeln sich dynamisch, während die wasserstoffbildende Reaktion fortschreitet und das Gestein verändert. Große Wissenslücken bestehen noch hinsichtlich der verschiedenen Transportmechanismen im Untergrund und der Ansammlung von Wasserstoff. Ein wichtiger Aspekt ist, dass Wasserstoff in einigen Fällen wahrscheinlich tief im Untergrund zusammen mit Wasser migriert, entweder in Wasser gelöst oder durch Advektion. Um zu verstehen, wie sich Wasserstoff von seinem Ausgangsgestein wegbewegt, müssen Aquifere als potenzielles Transportnetz modelliert werden.

**Die Kartierung des natürlichen Wasserstoffpotenzials** bietet einen ersten Überblick über Regionen, die möglicherweise aussichtsreich sind und anschließend genauer untersucht werden können, zum Beispiel

durch Feldstudien mit geophysikalischen und geochemischen Methoden. Bisher waren die meisten Kartierungsbemühungen weitgehend empirisch und stützten sich auf die Zusammenstellung dokumentierter Wasserstofffunde. Ein Großteil dieser Daten stammt aus Gasproben, die bei der Gas- und Ölexploration oder im Bergbau genommen wurden. Eine Limitation dieses empirischen Ansatzes besteht darin, dass vielversprechende Regionen aufgrund fehlender Daten und/oder fehlenden historischen Explorationsinteresses übersehen werden können. Da in den meisten Fällen nur die Wasserstoffkonzentration angegeben wird, gibt dies wenig Aufschluss über das Potenzial für große Ansammlungen. Darüber hinaus ist die Dokumentation der Probenahme- und Analyseverfahren oft unvollständig. Das macht es schwierig zu beurteilen, ob es sich bei dem gemessenen Wasserstoff um geologischen Wasserstoff handelt oder ob er aus nicht geologischen Quellen stammt, wie zum Beispiel mikrobieller Aktivität, Korrosion der Bohrausrüstung oder Reibungserwärmung beim Bohren. Ohne Verständnis des geologischen Kontextes lassen die gemessenen Konzentrationen daher nicht unbedingt Rückschlüsse auf mögliche Wasserstoffvorkommen zu. [1; 8]

In jüngster Zeit hat sich der Schwerpunkt von empirischen zu prädiktiven Karten verlagert, die geologische und geophysikalische Daten sowie die Modellierung der Wasserstofferzeugung, der Transportwege und der Ansammlung umfassen. [4] Ein aktuelles Beispiel hierfür ist eine vom U. S. Geological Survey veröffentlichte Prospektivitätskarte für natürlichen Wasserstoff, die auf der Modellierung von Wasserstofferzeugung, Migration, Porosität von Speichergesteinen und Abdichtungskapazität von Deckgesteinen beruht und so Regionen mit potenziellen Wasserstoffansammlungen identifiziert. [39] Ähnliche Kartierungsprojekte für andere Länder könnten die Forschung und Erkundung unterstützen. Die Europäische Kommission hat im Juni 2025 zu diesem Zweck eine Ausschreibung für die Kartierung der natürlichen Wasserstoffressourcen in der EU veröffentlicht. [40] Erste akademische Forschungsprojekte zur Bewertung der geologischen Prospektivität in Europa auf kontinentaler Ebene sind im Gange. [41; 42]

**Geophysikalische bildgebende Verfahren** wie seismische Reflexion und Refraktion, Magnetometrie und Gravimetrie messen Signale wie Variationen des magnetischen Felds der Erde, seismische Geschwindigkeit oder elektrische Leitfähigkeit an der Oberfläche und ermöglichen so Rückschlüsse auf die Zusammensetzung des Untergrunds, zum Beispiel der Gesteinsart. Sie sind im Vergleich zu Bohrkampagnen relativ kostengünstig und werden daher in der Frühphase der regionalen Prospektivitätsbewertung bevorzugt eingesetzt. Historisch gesehen wurden diese Methoden in erster Linie für die Kohlenwasserstoffexploration in Sedimentbecken und für Anwendungen in der Bergbauindustrie entwickelt. Die Techniken und die Interpretation der Daten müssen daher weiterentwickelt werden, um sich auch für Wasserstoff zu eignen. Signale aus der Anwendung geophysikalischer Verfahren in kristallinem Gestein sind im Allgemeinen schwieriger zu interpretieren, da das Gestein in der Regel heterogen zusammengesetzt sowie stark zerklüftet ist und seine physikalischen Eigenschaften über kurze Entfernungen stark variieren. Ein großes Problem bei der Interpretation geophysikalischer Daten besteht darin, dass sich die Signale von wasserstoffhaltigem Gestein und anderen Gesteinen überschneiden können. Die Kombination mehrerer geophysikalischer Methoden kann dazu beitragen, Unsicherheiten zu verringern und Interpretationen der Zusammensetzung des Untergrunds robuster zu machen. [8]

**Geochemische Analysen** umfassen die Untersuchung von Proben an der Oberfläche und im Untergrund. Die Analyse von Oberflächenproben wie Bodengas und in oberflächennahen Aquiferen gelöstem Gas zielt darauf ab, natürliche Austritte von Wasserstoff aufzuspüren und dadurch Hinweise auf unterirdische Lagerstätten zu erhalten. Sie wird in der Regel in einer frühen Explorationsphase eingesetzt. Geochemische Analysen des Untergrunds können erst durchgeführt werden, wenn bereits ein Bohrloch vorhanden ist. Da Explorationsbohrungen für natürlichen Wasserstoff noch am Anfang stehen, beschränken sich die veröffentlichten Daten über wasserstoffhaltige Untergrundproben bisher größtenteils auf historische Daten aus der

Öl- und Gasexploration sowie auf globale Datensätze, die in den letzten dreißig Jahren für Untersuchungen der Mikrobiologie des Untergrunds erstellt wurden. [5]

Mehrere unserer Interviewpartner:innen mahnten zur Sorgfalt bei der Interpretation gemessener Wasserstoffkonzentrationen – besondere Vorsicht ist geboten, um falsch-positive Ergebnisse zu vermeiden [8]: Wasserstoff kann auch durch die Korrosion von metallenen Bohrgeräten oder durch die thermische Zersetzung von organischem Material aufgrund von Reibung beim Bohren oder Hämmern entstehen. [43] Auch Mikroben erzeugen Wasserstoff, der dann mit geologisch gebildetem Wasserstoff verwechselt werden kann. Sowohl künstlich entstandener als auch mikrobieller Wasserstoff kann ein wichtiger Faktor bei Bodengasmessungen sein. Protokolle und Best-Practice-Empfehlungen für die Interpretation von Messdaten und die Vermeidung von falsch-positiven Ergebnissen werden derzeit entwickelt. [4] Zu den Vorschlägen gehören die Nutzung von Isotopenchemie zur Unterscheidung von biologischem und geologischem Wasserstoff und die Durchführung von Messungen im Winter, wenn die mikrobielle Aktivität geringer ist. Die Abschätzung der maximal zu erwartenden Wasserstoffproduktion durch nicht geogene Prozesse kann ebenfalls Teil der Analyse sein.

**Bohrungen** sind in der Regel der technisch anspruchsvollste und kostspieligste Teil des Explorationsprozesses, doch bleiben sie die einzige Möglichkeit, die Existenz einer unterirdischen Wasserstoffansammlung zu bestätigen. Ist eine Lagerstätte erst einmal entdeckt, können Druck, Flussmengen sowie Gaszusammensetzung gemessen und die wirtschaftliche Rentabilität bewertet werden. Unsere Interviewpartner:innen gehen davon aus, dass bewährte Bohrtechniken aus der Erdgasexploration mit leichten Modifikationen relativ einfach auf Wasserstoff angewandt werden können – zumindest bei der Exploration in Sedimentgestein. Kristallines Gestein könnte die Technik vor größere Herausforderungen stellen.

Je genauer aussichtsreiche Gebiete im Voraus bestimmt werden können, desto höher ist die Erfolgsquote der Explorationsbohrungen – und desto geringer ist das finanzielle Risiko. Daher ist es wichtig, die Suche mit den zuvor beschriebenen nicht invasiven und kostengünstigen Techniken wie geophysikalischer Bildgebung und geochemischen Probenahmen vor der Bohrung einzugrenzen. Die Meinungen unserer Interviewpartner:innen über den richtigen Zeitpunkt für Explorationsbohrungen gingen auseinander: Einige wiesen darauf hin, dass Bohrungen die einzige Möglichkeit sind, die Ergebnisse der geophysikalischen Bildgebung und der Modellierung zu überprüfen, und dass wichtige Daten wie Druck, Fließgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung nur durch Bohrungen gewonnen werden können. Sie betonten auch die Chancen eines erfolgreichen Funds als Impuls für den gesamten Bereich der Forschung und Entwicklung zu natürlichem Wasserstoff. Andere äußerten die Sorge, dass zu viele erfolglose Explorationsbohrungen Investoren und Geldgeber abschrecken und dazu führen könnten, dass Medien und Öffentlichkeit natürlichen Wasserstoff als „geplatze Blase“ betrachten. Sie sprachen sich für ein vorsichtigeres und schrittweises Vorgehen aus, bei dem der Schwerpunkt zunächst auf der Entwicklung eines besseren Verständnisses natürlicher Wasserstoffsysteme durch nicht invasive Methoden liegen soll. Vor allem die Bedingungen, unter denen sich Wasserstoff anreichert, müssten besser verstanden werden, um eine gezieltere Exploration durchführen zu können. [1]

Eine Wissenslücke, auf die viele Interviewpartner:innen hinwiesen, betrifft den Mangel an **dokumentierten Durchflussraten aus bekannten Vorkommen**. Daten über Fördermengen aus Bohrungen liegen allein für das Feld Bourakébougou in Mali vor. Da die Durchflussraten nur an Bohrlöchern gemessen werden können und die Bohrungen in den meisten Fällen von privaten Unternehmen durchgeführt werden, ist eine Veröf-

fentlichung der gemessenen Durchflussraten aus Gründen der Vertraulichkeit unwahrscheinlich. Ohne solche Daten ist es jedoch nicht möglich zu beurteilen, ob es potentiell wirtschaftlich rentable Wasserstoffvorkommen gibt.

Die Erforschung natürlicher Wasserstoffsysteme kann zu **Synergien mit anderen Forschungsbereichen** führen. Folgendes Beispiel ist für die Dekarbonisierung des Energiesystems von Bedeutung: Ein besseres Verständnis des unterirdischen Transports, der Ansammlung und des Verbrauchs von natürlichem Wasserstoff könnte sich auch für die unterirdische Speicherung von grünem Wasserstoff als relevant erweisen und damit der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft insgesamt zugutekommen.

### 3 Industrielle Herstellung von geologischem Wasserstoff

Da bisher keine wirtschaftlich abbaubaren natürlichen Wasserstoffvorkommen gefunden wurden,<sup>4</sup> bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Kosten und des Zeithorizonts für die großtechnische Produktion. Die folgenden Abschnitte schätzen die Kosten, die technologischen Herausforderungen und den Zeitbedarf für den Aufbau einer industriellen Produktion nach der Entdeckung eines förderbaren Vorkommens ab.

#### 3.1 Produktionskosten

Bislang wurden nur wenige Schätzungen in Bezug auf die Produktionskosten von natürlichem Wasserstoff veröffentlicht. Eine detaillierte Beschreibung der bewerteten Studien findet sich im Anhang (siehe Kapitel A.4). Die angegebenen Kosten hängen stark von der gewählten Methode und den Parametern der Testbohrung und des Produktionsszenarios ab. Da das Feld in Bourakébougou bislang das einzige ist, wo tatsächlich Wasserstoff gefördert und genutzt wird, gibt es nur sehr wenige Daten aus der Praxis, auf die Kostenschätzungen gestützt werden könnten. Das erhöht die Unsicherheit solcher Schätzungen beträchtlich.

Die Kostenschätzungen aus den Studien reichen von einem Wert von 0,14 US-Dollar pro Kilogramm bis zu einem Wert von 6,82 US-Dollar pro Kilogramm. Die Explorationsunternehmen geben allgemein an, dass die Produktionskosten für Wasserstoff aus natürlichen Lagerstätten bei bis zu 1,0 US-Dollar liegen [4] und für stimulierten Wasserstoff bei unter 1,5 US-Dollar – da es bisher nur begrenzte Erfahrungen mit dieser speziellen Technologie gibt, sind diese Werte als Kostenschätzungen auf der Grundlage verwandter Technologien und nicht als reale Daten zu betrachten. Es wird angenommen, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff langfristig ein Kostenniveau von 3 Euro pro Kilogramm (3,5 US-Dollar pro Kilogramm) oder weniger erreichen muss, um eine wichtige Rolle beim Übergang zur Klimaneutralität in Deutschland zu spielen. [44]

Die veröffentlichten Studien zeigen einen starken Einfluss folgender Parameter auf die Kosten: Gaszusammensetzung, Durchflussmenge, Förderdruck, Wasserstoffreinheit, Wirtschaftlichkeit sowie Transportkosten.

Darüber hinaus können die geologischen Bedingungen, die Verfügbarkeit der Infrastruktur, die Entfernung zu den Abnehmern und die rechtlichen Rahmenbedingungen die Gesamtwirtschaftlichkeit des Projekts erheblich beeinflussen.

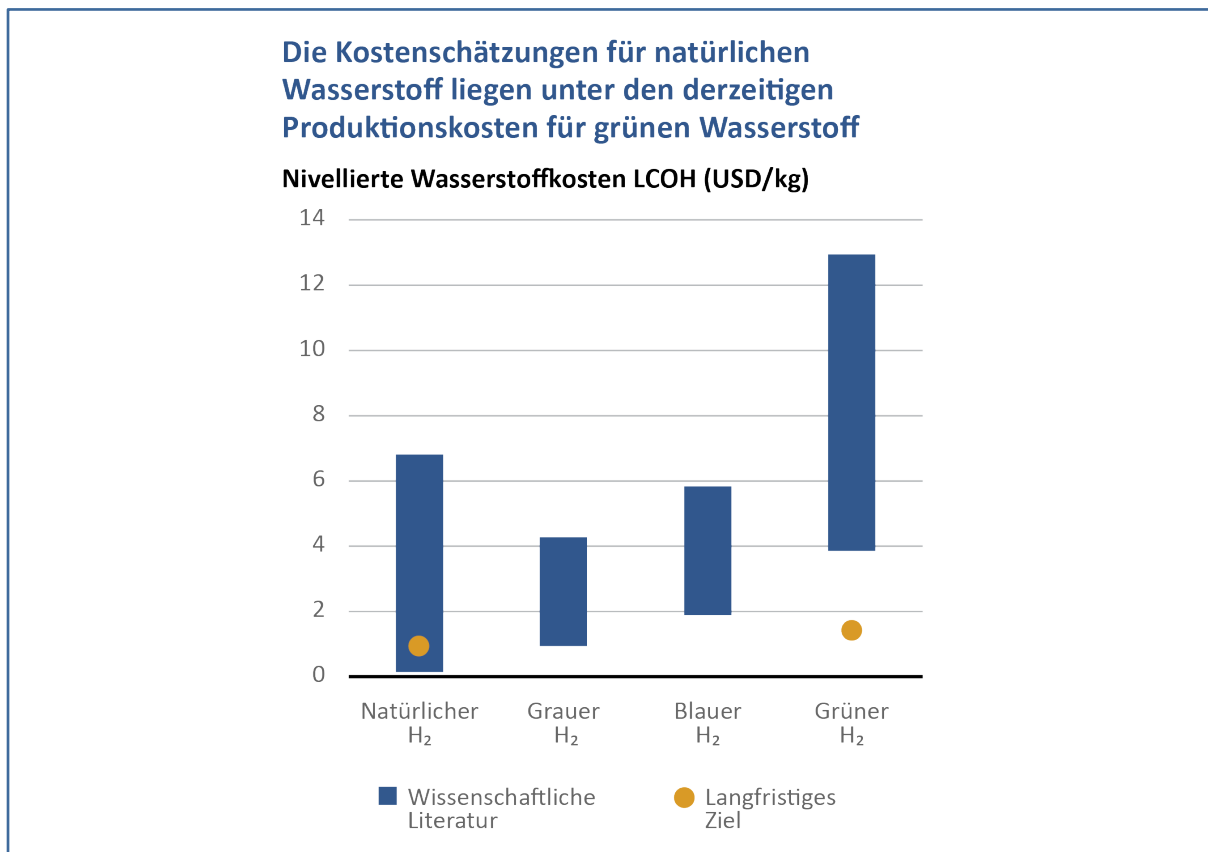
---

<sup>4</sup> Fachleute vermuten, dass die bestehende Produktionsstätte in Mali zu klein ist, um wirtschaftlich rentabel zu sein, zumindest unter den meisten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Diese Gestehungskosten (Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)) zeigen, dass natürlicher Wasserstoff potenziell zukünftig günstiger herzustellen sein könnte als grüner Wasserstoff, für den die geschätzte Kostenspanne bei der Herstellung zwischen 3,9 und 13 US-Dollar pro Kilogramm liegt, [45] und blauer (das heißt aus Erdgas durch Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung hergestellter) Wasserstoff, für den die Kostenschätzungen zwischen 1,9 und 5,9 US-Dollar pro Kilogramm liegen. [45] Es wird erwartet, dass die Kosten für grünen Wasserstoff in den kommenden Jahrzehnten erheblich sinken werden – Länder mit günstigen Bedingungen haben sich ehrgeizige Ziele gesetzt, zum Beispiel Chile mit 1,5 US-Dollar bis 2030. [45] Es wurde jedoch kritisiert, dass öffentliche Studien oft Kostenprognosen für grünen Wasserstoff angeben, die zu optimistisch geschätzt sein könnten. [46; 47]

Die Kostenschätzungen für natürlichen Wasserstoff deuten auch darauf hin, dass er unter günstigen Bedingungen in derselben Größenordnung wie grauer Wasserstoff liegen könnte. Die Produktionskosten von grauem Wasserstoff hängen von Faktoren wie Erdgaspreisen, Kohlenstoffpreisen und der Größe der Produktionsanlagen ab und liegen derzeit zwischen 1,0 und 4,3 US-Dollar pro Kilogramm. [45] Da bei der Herstellung von grauem Wasserstoff CO<sub>2</sub> entsteht, ist er keine langfristige Option, wenn Klimaneutralität erreicht werden soll. Seine Kosten können jedoch kurzfristig als Benchmark für alternative Verfahren der Wasserstofferzeugung dienen.

Im Vergleich zu anderen Wasserstoffarten wird ein größerer Teil der Gestehungskosten von natürlichem Wasserstoff wahrscheinlich auf Investitionskosten entfallen. [4] Bei grünem Wasserstoff sind hingegen vor allem die Stromkosten, bei blauem und grauem Wasserstoff die Erdgaskosten ausschlaggebend. [45] Die Bedingungen für die Finanzierung von Investitionen, wie zum Beispiel Zinssätze und die Verfügbarkeit von Risikokapital, können daher für natürlichen Wasserstoff eine entscheidende Rolle spielen, während er weniger von den Energiekosten abhängig sein wird. Ein Vergleich der Gestehungskosten für verschiedene Wasserstoffarten ist Abbildung 3 zu entnehmen.



**Abbildung 3: Gesteuerungskosten (LCOH) für verschiedene Wasserstoffarten.** Eigene Darstellung basierend auf Schätzungen aus der wissenschaftlichen Literatur mit Daten aus [4; 48; 49; 50; 51; 52] für natürlichen Wasserstoff und [45] für grauen, blauen und grünen Wasserstoff.

### 3.2 Schlüsselfaktoren für die wirtschaftliche Tragfähigkeit

Ob sich der Abbau eines natürlichen Wasserstoffvorkommens wirtschaftlich lohnt, hängt von den physikalischen Merkmalen des Vorkommens sowie vom wirtschaftlichen Umfeld ab, etwa vom spezifischen Verwendungszweck des Wasserstoffs. Folgende Schlüsselfaktoren für die wirtschaftliche Rentabilität (siehe auch Abbildung 4) sind dabei wesentlich:

- Fördermenge:** Aufgrund von Skaleneffekten ist eine ausreichend hohe Fördermenge für die Wettbewerbsfähigkeit von entscheidender Bedeutung. Das Bourakébougou-Feld in Mali ist das einzige, bei dem bisher Massenströme aus einer Bohrung gemessen wurden – diese belaufen sich auf 50 Tonnen pro Jahr. Fachleute gehen davon aus, dass für eine wirtschaftliche Rentabilität Fördermengen erforderlich sind, die um mehrere Größenordnungen höher liegen. Für die natürlichen Ausgasungen in Nagasa auf den Philippinen wurden Massenströme von bis zu 800 Tonnen pro Jahr gemessen. [53] Diese Werte können zwar nicht mit den Fördermengen aus Bohrungen gleichgesetzt werden und sind für die potenzielle wirtschaftliche Rentabilität nur von begrenzter Bedeutung; sie deuten jedoch darauf hin, dass an einigen Stellen unterirdisch erhebliche Mengen an Wasserstoff vorhanden sind.
- Gesamtvolumen:** Die Gesamtmenge des Wasserstoffs in der Lagerstätte legt fest, wie lange eine bestimmte Durchflussrate aufrechterhalten werden kann. Bei der Erdgasexploration geht man in der Regel von einer Betriebsdauer von 15 bis 30 Jahren für eine Förderanlage aus. [49]

- **Druck:** Der Lagerstättendruck hat einen direkten Einfluss auf die Wasserstoffproduktionsraten. Höhere Drücke ermöglichen eine effizientere und kostengünstigere Förderung, da sie den Energiebedarf für die Kompression senken und die Gesamteffizienz der Produktion verbessern. Die Aufrechterhaltung des Bohrlochdrucks ist von wesentlicher Bedeutung, um stabile Fördermengen zu gewährleisten, und spielt eine Schlüsselrolle für die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projekts. [48]
- **Wasserstoffkonzentration, Aggregatzustand des Wasserstoffs und Gaszusammensetzung:** Die Wasserstoffkonzentration und die Zusammensetzung des Restgases haben sich als entscheidend für die Wirtschaftlichkeit erwiesen. [49] Sie bestimmen den Energiebedarf und die Kosten für die Gasabscheidung zur Reinigung des Wasserstoffs. Enthält das Restgas Methan oder andere Kohlenwasserstoffe, kann dies insgesamt zu einem höheren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck führen (siehe Abschnitt 3.4). Unerwünschte Bestandteile wie Schwefelwasserstoff können die Kosten erhöhen. Liegt der Wasserstoff nicht als freies Gas vor, sondern ist in Wasser gelöst, sind andere Abtrennungsverfahren erforderlich. Die meisten Explorationsunternehmen scheinen auf freie Gasvorkommen abzielen.
- **Gesteinsart:** Wasserstoffvorkommen können sich sowohl in Sedimentgestein als auch in kristallinem Gestein befinden. Allerdings sind Exploration und Abbau in Sedimentgestein voraussichtlich einfacher und billiger, da hier ähnliche Technologien wie bei der konventionellen Öl- und Gasgewinnung eingesetzt werden können (siehe Abschnitt 2.4).
- **Tiefe:** Die Tiefe der Lagerstätte ist ein wichtiger Parameter für die Kosten des Bohrlochs – je tiefer, desto technisch anspruchsvoller und teurer ist die Bohrung. Viele unserer Interviewpartner:innen gehen jedoch davon aus, dass große Wasserstoffvorkommen in Tiefen von mehreren Kilometern wahrscheinlicher sind oder möglicherweise ausschließlich dort vorliegen, weil der Wasserstoff in größerer Tiefe nicht durch Mikroben abgebaut wird. Da der Druck mit der Tiefe zunimmt, enthält ein bestimmtes Volumen eines Reservoirs in geringerer Tiefe weniger Wasserstoff. [48] Einer unserer Interviewpartner vermutete, dass es in mittleren Tiefen von 1.000 bis 1.500 Metern einen Sweet Spot geben könnte, wo der Druck mit 100 bis 150 bar ausreichend hoch ist, die Anforderungen an die Bohrtechnik aber noch überschaubar sind. Es dürfte schwierig sein, Investoren für Bohrungen über mehrere Kilometer zu finden. Start-ups scheinen sich meist auf relativ flache Lagerstätten zu konzentrieren.
- **Potenzielle Koproduktion:** Die Koproduktion von Wasserstoff mit Nebenprodukten wie Helium, Lithium oder geothermischer Energie könnte Wasserstoffvorkommen rentabel machen, die sonst nicht wirtschaftlich wären (siehe die beschriebenen Anwendungsfälle in den Abschnitten 4.1 und 4.3).
- **Nähe zu Abnehmern:** Da der Transport von Wasserstoff technisch anspruchsvoll und teuer ist, ist eine wirtschaftliche Rentabilität wahrscheinlicher, wenn sich die Verbraucher in räumlicher Nähe zur Lagerstätte befinden. Vor allem in abgelegenen, netzfernen Gebieten, in denen eine alternative Energieversorgung kostspielig ist, könnte natürlicher Wasserstoff als Energiequelle besonders attraktiv sein. Unter solchen Bedingungen wären möglicherweise selbst kleinere Vorkommen wirtschaftlich rentabel. Eine solche dezentrale Nischenanwendung könnte der Bergbau sein (siehe Abschnitt 4.2). [4]

- **Zahlungsbereitschaft für kohlenstoffarmen Wasserstoff:** Diese könnte in Europa aufgrund der Klimagesetzgebung relativ hoch sein. Sie hängt jedoch davon ab, zu welchem Preis und in welchen Mengen alternativer kohlenstoffarmer Wasserstoff (grün, blau) oder andere Dekarbonisierungsoptionen (wie Elektrifizierung) angeboten werden.
- **Regulatorischer Kontext** wie steuerrechtliche Regelungen für den Bergbau, Bergrecht, Förderprogramme (siehe Kapitel 5).

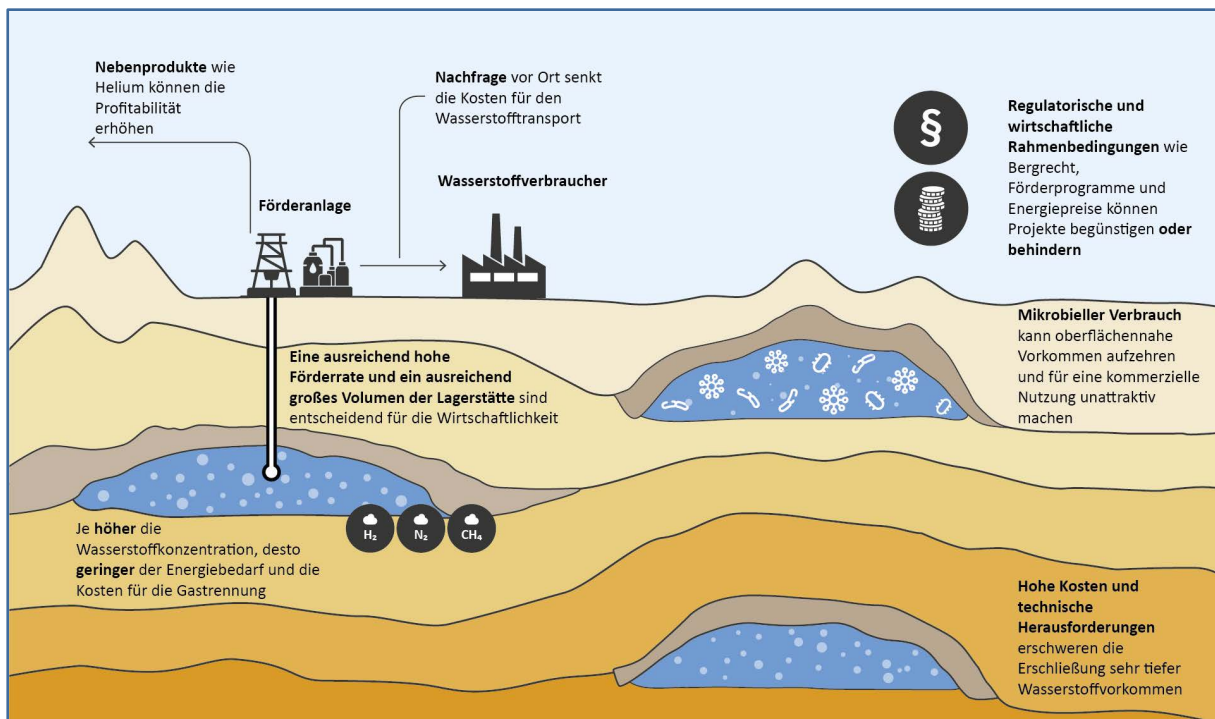


Abbildung 4: Schlüsselfaktoren für die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Produktion natürlichen Wasserstoffs. Quelle: eigene Darstellung.

### 3.3 Herausforderungen für die großtechnische Produktion

Da bereits seit einigen Jahren eine kleine Produktionsanlage in Bourakébougou, Mali, in Betrieb ist und mehrere Explorationsbohrungen durchgeführt wurden, schätzten Musa et al. den Technologiereifegrad (TRL)<sup>5</sup> für die Produktion von natürlichem Wasserstoff auf 6 – für den Fall, dass eine Lagerstätte gefunden wurde. [49] Ein TRL von 6 bedeutet in diesem Fall, dass ein Prototyp in einer relevanten Umgebung demonstriert wurde. Falls Technologien aus der Wasserstoffspeicherung im Untergrund angewandt werden können, die bereits ein hohes Maß an Standardisierung aufweisen, könnte der TRL sogar noch höher liegen. Der TRL für die Erkundung wird von unseren Workshop-Teilnehmenden mit etwa 2 deutlich niedriger eingeschätzt. Das bedeutet, dass bisher nur das technologische Konzept formuliert wurde, aber noch kein Proof-of-Concept vorliegt.

Sowohl bei der Exploration als auch bei der Produktion können etablierte Methoden und Technologien aus den Bereichen Erdgas, Bergbau und Geothermie eingesetzt, kombiniert und auf Wasserstoff angepasst werden. Unsere Interviewpartner:innen waren sich einig, dass die größten Herausforderungen in der Exploration liegen. Sobald ein größeres Vorkommen entdeckt ist, dürfte die **Errichtung einer Produktionsanlage**

<sup>5</sup> Der TRL misst den technologischen Reifegrad einer neuen Technologie auf einer Skala von 1 bis 9, wobei 9 bedeutet, dass sich die Technologie in einer realen Betriebsumgebung als zuverlässig erwiesen hat.

relativ einfach sein. Die Herausforderungen sind jedoch projektabhängig: So kann die Gewinnung von Wasserstoff aus einem Aquifer schwieriger sein als der Abbau einer Gaslagerstätte mit unter Druck stehendem freien Gas in mittlerer Tiefe.

Die Herausforderungen beim **Bohren** hängen von der Tiefe und der Gesteinsart ab. Die meisten Erdgasfelder befinden sich in einer Tiefe von 1.000 bis 3.000 Metern, daher gibt es viel Erfahrung mit Technologien, die auf diesen Bereich zugeschnitten sind. Tiefere Bohrungen sind technisch anspruchsvoll und teuer. Aber auch sehr flache Lagerstätten können eine Anpassung der Fördertechniken erfordern, zum Beispiel wegen des geringen Gasdrucks. Auch die Gesteinsart ist ein wichtiger Faktor: Da Erdöl und Erdgas in der Regel in Sedimentbecken erkundet und gefördert werden, ist die Ausbeutung von Wasserstoffvorkommen in solchen geologischen Gegebenheiten voraussichtlich einfacher als in kristallinem Gestein, da bewährte Techniken aus der Kohlenwasserstoffförderung ohne Weiteres angewandt werden können. Im Falle von kristallinem Gestein sind die technologischen Anforderungen eher mit denen von Enhanced Geothermal Systems (EGS) vergleichbar, und Technologien aus diesem Bereich könnten übernommen werden.

Die Erschließung natürlicher Wasserstoffvorkommen erfordert kein Hydraulic Fracturing („Fracking“). [4]

Es gibt jedoch Forschungsarbeiten zur sogenannten stimulierten Erzeugung geologischen Wasserstoffs (siehe Exkurs S. 31). Dabei werden keine natürlich vorhandenen Wasserstoffvorkommen genutzt, sondern es wird Wasser im Untergrund verpresst, um eine wasserstoffbildende Reaktion mit geeigneten Gesteinen anzuregen. Dies erfordert die Injektion von Fracturing-Flüssigkeiten, die die Wasserstoffbildung und den Wasserstofffluss erhöhen. [4]

Aufgrund **der Auswirkungen von Wasserstoff auf Stahl** wird hochlegierter Stahl für Bohr- und Verarbeitungsanlagen benötigt. Auch andere Metalle, Elastomere und Zement können durch Wasserstoff geschädigt werden. Dies ist Gegenstand laufender Forschungsarbeiten. [4; 54] Wasserstoff kann auch sogenanntes Biofouling verstärken und Maßnahmen wie eine antimikrobielle Behandlung erforderlich machen. [4] Da Wasserstoff voraussichtlich zunehmend als Brennstoff und Ausgangsstoff für die chemische Industrie zum Einsatz kommen wird, müssen wasserstoffbeständige Materialien allerdings ohnehin entwickelt werden. Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet werden daher zur Einführung einer Wasserstoffwirtschaft im Allgemeinen beitragen.

**Die Abtrennung von Wasserstoff** von den meisten anderen Gasen, die im Gasgemisch einer Lagerstätte zu erwarten sind, kann mit bewährten Technologien erfolgen. Eine Ausnahme bildet die Trennung von Wasserstoff und Helium – hier befinden sich die Trenntechniken noch in der Entwicklung (siehe Abschnitt 4.1). Auch an der In-situ-Trennung (im Bohrloch) wird geforscht. Für Fälle, in denen Wasserstoff nicht als freies Gas, sondern in gelöster Form in Aquiferen vorkommt, wird derzeit eine Membrantechnologie zur Abtrennung des Wasserstoffs in Reservoirtiefe entwickelt. [55]

### 3.4 Umweltauswirkungen und Risiken

Ein wichtiger Faktor für die Umweltverträglichkeit von natürlichem Wasserstoff ist seine **Treibhausgasbilanz**. Wasserstoff ist selbst kein Treibhausgas, trägt aber zur globalen Erwärmung bei, indem er die Lebensdauer von Methan in der Atmosphäre verlängert und zu einer Zunahme von bodennahem Ozon und Wasserdampf in der Stratosphäre beiträgt. Mit einem globalen Erwärmungspotenzial über hundert Jahre

(GWP100) im Bereich von 4,3 bis 12 [4] kann diese indirekte Klimawirkung von Wasserstoff erheblich sein.<sup>6</sup> Zum Vergleich: Das GWP100 von Methan liegt bei 30. [56] Wie Methan ist auch Wasserstoff in der Atmosphäre viel kurzlebiger als CO<sub>2</sub>, und sein Treibhauseffekt zeigt sich vor allem kurzfristig. Das maximale GWP von Wasserstoff mit einem Wert von 25 bis 60 tritt nach etwa sieben Jahren nach Eintritt des Wasserstoffs in die Atmosphäre auf. Die kurzfristige Klimawirkung wird vom GWP100 nicht gut erfasst und wird häufig in Form des GWP20 angegeben, das das globale Erwärmungspotenzial über zwanzig Jahre misst. Das GWP20 ist sowohl für Wasserstoff als auch für Methan etwa dreimal so hoch wie das GWP100. [57] Während der mittlere Schätzwert für das GWP100 von Wasserstoff bei 11 liegt, liegt also der mittlere Schätzwert für das GWP20 bei 33. [57]

Um die Treibhausgasbilanz von natürlichem Wasserstoff richtig beurteilen zu können, müssen Wasserstoffleckagen aus Produktionsanlagen, Transport und Nutzungsgeräten bewertet und berücksichtigt werden. Dies gilt für alle Arten von Wasserstoff – es hat sich gezeigt, dass der Klimanutzen von grünem und blauem Wasserstoff durch Wasserstoff- und Methanleckagen stark geschmälert werden kann, vor allem auf kurze Sicht. [58] Es ist zu erwarten, dass ein großer Teil des austretenden Wasserstoffs von den Böden aufgenommen wird, was seine Auswirkungen auf das Klima verringert. [4] Zu berücksichtigen ist auch, dass die Nutzung von natürlichem Wasserstoff die Menge an Wasserstoff, die über natürliche Gasaustritte in die Atmosphäre entweicht, reduzieren und damit die Auswirkungen auf das Klima verringern könnte.

Neben Wasserstoffleckagen kann auch der Energieverbrauch für die Gewinnung und Reinigung von Wasserstoff je nach Energiequelle zu den Klimaauswirkungen der natürlichen Wasserstofferzeugung beitragen. Häufig liegt natürlicher Wasserstoff gemischt mit Methan vor. In diesem Fall hängt die Treibhausgasbilanz davon ab, was mit dem Methan geschieht: Wird es verbrannt, kann es zwar Energie für die Wasserstoffproduktion liefern, verursacht aber CO<sub>2</sub>-Emissionen. Um diese Emissionen zu vermeiden, muss das Methan vom Wasserstoff abgetrennt und wieder in den Untergrund injiziert oder direkt in-situ abgetrennt und nicht mit dem Wasserstoff extrahiert werden.

Erste Ökobilanzen für die Produktion von natürlichem Wasserstoff zeigen, dass die Eigenschaften der Lagerstätte, wie zum Beispiel die Gaszusammensetzung, einen großen Einfluss auf die Treibhausgasbilanz haben. [59] Da keine empirischen Daten über Wasserstoffleckagen, Energieverbrauch und Abfallströme der Produktion natürlichen Wasserstoffs vorliegen, ist die Unsicherheit noch sehr groß. Eine Arbeitsgruppe der Royal Society geht davon aus, dass der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von natürlichem Wasserstoff geringer ist als der von Kohlenwasserstoffen. Sie hält es für wahrscheinlich, dass die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Produktion natürlichen Wasserstoffs aus einer Lagerstätte mit hoher Wasserstoffkonzentration auf den ganzen Lebenszyklus bezogen ähnlich oder niedriger als die von grünem Wasserstoff sein werden. [4] Dies ist jedoch lediglich eine erste Vermutung, die durch weitere Untersuchungen untermauert werden muss.

**Die lokalen Umweltauswirkungen** am Ort der Wasserstoffförderung dürften denen der Erdgasproduktion ähnlich sein. Dazu gehören die Störung lokaler Ökosysteme, der Wasserverbrauch und die mögliche Verschmutzung von Gewässern. Induzierte Seismizität ist bei Bohrungen nach natürlichem Wasserstoff nicht zu erwarten, könnte aber bei der Produktion von stimuliertem Wasserstoff ein Problem darstellen (siehe Exkurs S. 31).

---

<sup>6</sup> Das GWP wird verwendet, um die Auswirkungen anderer Treibhausgase mit denen von CO<sub>2</sub> zu vergleichen. Das GWP von CO<sub>2</sub> ist als 1,0 definiert. Ein GWP100 von 12 bedeutet also, dass eine Tonne Wasserstoff über einen Zeitraum von 100 Jahren die gleiche Klimawirkung hat wie 12 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Da Wasserstoff eine wichtige Nahrungsquelle für Mikroben ist, kann sein Abbau **Auswirkungen auf Ökosysteme im Untergrund** haben. Mikrobielle unterirdische Ökosysteme sind allerdings nur unzureichend erforscht. Falls abbaubare natürliche Wasserstoffvorkommen entdeckt werden und eine großtechnische Produktion infrage kommt, müssen die Auswirkungen auf diese Ökosysteme untersucht werden.

### 3.5 Der Weg zur großtechnischen Produktion: Zeitplan und Meilensteine

In den letzten Jahren wurden global einige Aktivitäten zu natürlichem Wasserstoff initiiert. Weltweit gibt es mehr als 110 Unternehmen, die sich mit natürlichem Wasserstoff beschäftigen [55]; die meisten davon sind Start-ups, die in den letzten zehn Jahren gegründet wurden. Einigen dieser Start-ups ist es gelungen, Finanzmittel von großen Unternehmen zu akquirieren: Das Start-up Koloma erhielt eine Finanzierung in Höhe von 91 Millionen US-Dollar, zum großen Teil von Bill Gates' Breakthrough Energy Ventures. [60] Fortescue investierte 21,9 AUD in HyTerra für das Nemaha-Projekt in Kansas, USA. [61] Das Start-up-Unternehmen Snowfox Discovery erhielt 30 Millionen US-Dollar aus einer von bp Ventures geführten Finanzierungsrunde. [62] Dass große private Öl- und Gasunternehmen die Entwicklung im Bereich des natürlichen Wasserstoffs zunächst beobachten, entspricht einer typischen Dynamik aus dem Bergbau: Kleine Explorationsunternehmen (Start-ups) ebnen den Weg zu neuen Explorationsmethoden, größere Unternehmen steigen später ein. [63] Staatliche Öl- und Gasunternehmen wie Petrobras in Brasilien und Saudi Aramco in Saudi-Arabien waren bisher aktiver als große Unternehmen in Privatbesitz. Seit 2024 ist ein zunehmendes Interesse von Bergbauunternehmen zu beobachten. [55] So hat beispielsweise das kanadische Bergbauunternehmen MAX Power Mining Corp. eine Bohrung für natürlichen Wasserstoff angelegt, um Durchflussraten, Wasserstoffkonzentration und -volumen zu erfassen. [64] Bergbauunternehmen können wertvolle Erfahrungen mit der Exploration in kristallinem Gestein einbringen, während Öl- und Gasunternehmen normalerweise in Sedimentgestein arbeiten.

In mehreren Ländern wurden Explorationslizenzen erteilt, und in einigen von ihnen werden bereits Explorationsbohrungen durchgeführt: USA [65], Kanada [64], Frankreich [66], Australien [2], China [67] und Mali. Mehrere andere Länder, darunter Polen und Deutschland (siehe Kapitel 5.2), haben ihre rechtlichen Rahmenbedingungen geändert, um die Exploration von natürlichem Wasserstoff zu ermöglichen, oder sind gerade dabei, dies zu tun. Einige Länder wie Frankreich und die USA stellen auch finanzielle Mittel für Forschung zu und/oder Erkundung von natürlichem Wasserstoff zur Verfügung.

Unsere Interviewpartner:innen waren sich einig, dass der bei Weitem wichtigste Meilenstein auf dem Weg zur industriellen Produktion die Entdeckung eines wirtschaftlich nutzbaren Vorkommens ist. Sobald dies erreicht ist, würden große Öl- und Gasunternehmen in das Geschäft der Exploration und Produktion einsteigen und das notwendige Kapital mitbringen.

Die Schätzungen unserer Interviewpartner:innen bezüglich der Zeit, die von der Entdeckung einer wirtschaftlich rentablen Lagerstätte bis zur industriellen Produktion benötigt wird, variieren stark und reichen von einem Jahr bis zu über zehn Jahren. Der Zeitbedarf ist länderspezifisch, da die Dauer der Lizenzierungs- und Genehmigungsverfahren von Land zu Land sehr unterschiedlich ist. Unternehmensvertreter:innen nannten Zeitspannen für die Erteilung von Explorationslizenzen, die von drei Wochen in den USA bis zu mehreren Jahren in Frankreich reichen.

Ermöglichen die Rechtsvorschriften des jeweiligen Lands die Gewinnung von natürlichem Wasserstoff noch nicht, so kann die Anpassung des rechtlichen Rahmens, zum Beispiel des Bergrechts, leicht mehrere Jahre zusätzlich in Anspruch nehmen.

Im günstigsten Fall könnten die ersten Produktionsstätten in Europa, den USA und Australien vor 2030 in Betrieb genommen werden. Dies würde jedoch voraussetzen, dass sehr bald, etwa innerhalb der nächsten zwei Jahre, abbaubare Vorkommen entdeckt werden.

### Exkurs: Stimulierte geologische Wasserstoffproduktion

Langfristig könnte eine Alternative zur Suche nach natürlichen Wasserstoffvorkommen darin bestehen, die Bildung von Wasserstoff im Untergrund künstlich anzuregen, indem eine wasser- oder katalysatorhaltige Flüssigkeit in bestimmte eisenhaltige Gesteinsformationen injiziert wird. Die Injektionsflüssigkeit wird in einem Kreislauf zurückgeführt und der erzeugte Wasserstoff daraus extrahiert. Der auf diese Weise erzeugte Wasserstoff wird häufig als oranger Wasserstoff bezeichnet. [68] Das Grundkonzept ist in Abbildung 5 dargestellt.

Die stimulierte Wasserstoffproduktion hat den Vorteil, dass sie an vielen Standorten weltweit möglich ist, da sie lediglich eine geeignete eisenreiche Gesteinsart als Ausgangsgestein benötigt und nicht eine komplexe Kombination aus Ausgangsgestein, Speichergestein und Deckschicht. Das verringert das Explorationsrisiko. Auch eine Skalierung wäre einfacher, da die Produktion nicht durch das Volumen und die Durchflussraten natürlicher Lagerstätten eingeschränkt wäre.

Die stimulierte Produktion geologischen Wasserstoffs befindet sich in einem früheren Entwicklungsstadium als die Gewinnung natürlichen Wasserstoffs. Bislang beschränkt sich die Forschung weitgehend auf Laborexperimente. [51] Der TRL wird auf 4 geschätzt. [69] Einige unserer Interviewpartner:innen vermuten, dass die Entwicklung mehrere Jahrzehnte dauern könnte.

Eine große Herausforderung besteht darin, die Serpentinisierungsreaktion ausreichend zu beschleunigen, sodass sie sich für die kommerzielle Produktion eignet. Forschungen am Samail-Ophiolith in Oman zeigen, dass für eine wirtschaftlich tragfähige Wasserstoffproduktion die Geschwindigkeit der Wasserstoffbildung um den Faktor 10.000 gegenüber der natürlichen Geschwindigkeit erhöht werden muss. [69] Verschiedene physikalische, chemische und biologische Stimulationsmethoden werden derzeit untersucht.

Die Stimulation kann aus mehreren Schritten bestehen. Im ersten Schritt wird das Verhältnis von Wasser zu Gestein durch hydraulisches oder elektrisches Brechen des Gesteins erhöht. [69] Da die geeigneten Gesteine kristallin sind, ist die erforderliche Hydraulic-Fracturing-Technologie eher mit derjenigen vergleichbar, die für die HDR-Geothermie eingesetzt wird, als mit Verfahren für Erdgas. Das Risiko für induzierte Seismizität sollte hierbei bewertet werden. Auf das Fracturing kann die Injektion von Flüssigkeiten folgen, die die Reaktion zur Wasserstoffbildung katalysieren und den mikrobiellen Abbau minimieren. [69]

Ein Vorteil von stimuliertem Wasserstoff gegenüber natürlichem Wasserstoff könnte darin bestehen, dass er in geringerer Tiefe gewonnen werden könnte, wo große Ansammlungen von natürlichem Wasserstoff aufgrund der mikrobiellen Aktivität wahrscheinlich selten sind. Templeton et al. kommen zu dem Schluss, dass die Gewinnung in einer Tiefe von 1 bis 2 Kilometern unter der Erde möglich sein könnte. [69] Die optimale Temperatur für die Serpentinisierung von 200 bis 300 °C wird im Allgemeinen erst in größeren Tiefen erreicht. [69] In geringerer Tiefe und damit bei niedrigeren Temperaturen verläuft die Reaktion naturgemäß langsamer. Da die Reaktion stark exotherm ist, muss sie einmalig auf die erforderliche Reaktionstemperatur gebracht werden und ist dann selbsterhaltend oder muss sogar gekühlt werden. Die optimale Temperatur zum Starten der Reaktion kann durch Einleiten von heißem Wasser erreicht werden. Überschüssige Reaktionswärme kann zurückgewonnen und genutzt werden.

Hydratationsreaktionen wie die Serpentinisierung führen zu einer Volumenvergrößerung des Gesteins, wodurch die Strömungswege für Wasser und Wasserstoff möglicherweise verschlossen werden. Die Auswirkungen auf die mechanischen Eigenschaften des Gesteins sind noch nicht genau verstanden. [70] Es hat sich gezeigt, dass Porosität und Durchlässigkeit des Gesteins erheblich abnehmen können, [70] was den Wasser- und Wasserstofftransport behindern und damit zu einer sinkenden Produktivität des Bohrlochs führen kann. Es ist daher wahrscheinlich, dass der Prozess regelmäßig neu stimuliert werden muss. Die Erhöhung des Volumens birgt auch das Risiko einer induzierten Seismizität.

Mehrere unserer Interviewpartner:innen gehen davon aus, dass die Umweltrisiken bei stimuliertem Wasserstoff höher sind als bei der Gewinnung von natürlichem Wasserstoff. Zu den möglichen negativen Auswirkungen gehören Veränderungen des mikrobiellen Ökosystems im Untergrund durch die Stimulationsflüssigkeiten sowie eine Kontamination des Grundwassers. [69] Die Notwendigkeit von Hydraulic Fracturing („Fracking“) und der Injektion von Chemikalien kann sich auch negativ auf die öffentliche Akzeptanz auswirken, insbesondere in Deutschland und anderen europäischen Ländern.

Die stimulierte Wasserstoffherzeugung erfordert eine komplexere Technologie als die Gewinnung natürlichen Wasserstoffs. Es ist zu erwarten, dass die höheren Investitionen zu höheren Gesteinskosten für den Wasserstoff führen werden. [51]

Es gibt Vorschläge, die stimulierte Wasserstoffherzeugung mit der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid zu kombinieren. Ultramafische Gesteine neigen dazu,  $\text{CO}_2$  zu mineralisieren: Dabei wird das  $\text{CO}_2$  in chemisch stabile, feste Karbonate umgewandelt und kann so langfristig gespeichert werden. Unter bestimmten Bedingungen kann dabei in einer begleitenden Serpentinisierungsreaktion Wasserstoff erzeugt werden. Die Injektion von  $\text{CO}_2$ -gesättigtem Wasser kann sowohl die Karbonisierung als auch die Serpentinisierung stimulieren. [71; 72] Die Grundbedingungen (pH-Wert, Redox-Bedingungen, Temperatur, Salzgehalt usw.) für beide Reaktionen sind jedoch unterschiedlich, sodass die Reaktionen möglicherweise in der Tiefe gezielt ausgelöst werden können.

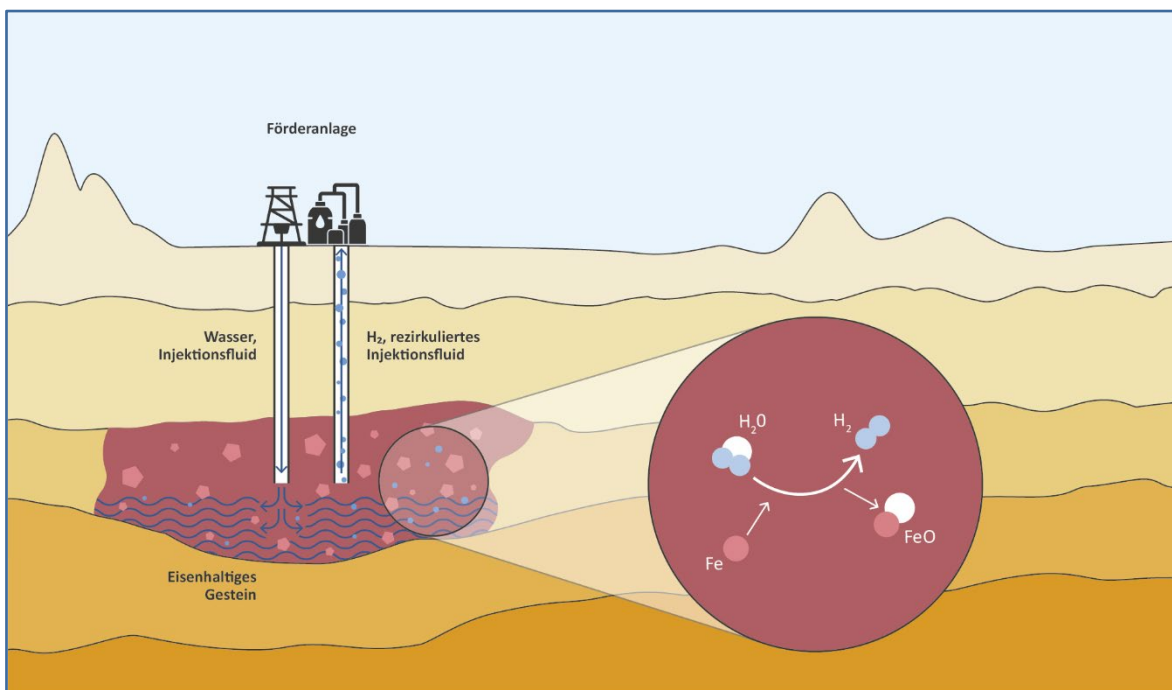


Abbildung 5: Stimulierte Produktion von geologischem Wasserstoff. Quelle: eigene Darstellung.

## 4 Vielversprechende Use Cases

Wie in Abschnitt 3.2 erläutert, hängt die wirtschaftliche Rentabilität der Gewinnung von natürlichem Wasserstoff von verschiedenen Faktoren ab. Ein Faktor, der die Rentabilität verbessern kann, ist die Koproduktion von natürlichem Wasserstoff mit einer anderen wertvollen Ressource, die am selben Ort vorkommt. Die Koproduktion mit einer Ressource, deren Produktionsschritte bereits bewährt und etabliert sind, mindert zudem das Risiko für die Gewinnung des natürlichen Wasserstoffs. Die Verwendung von natürlichem Wasserstoff zur Energieversorgung lokaler Abnehmer kann ebenfalls die Wirtschaftlichkeit verbessern, da sie den kostspieligen Wasserstofftransport vermeidet.

Die meisten Interviewpartner:innen waren sich einig, dass dezentrale Anwendungsfälle von natürlichem Wasserstoff zumindest kurzfristig am vielversprechendsten sind. Hierfür wurden zwei Gründe genannt: 1) Einige Interviewpartner:innen halten es für wahrscheinlich, dass die meisten Wasserstoffvorkommen relativ klein sein werden, sodass der Anschluss an eine Wasserstoffpipeline wirtschaftlich nicht sinnvoll wäre. 2) Der Aufbau einer flächendeckenden Wasserstofftransportinfrastruktur wird viele Jahre in Anspruch nehmen, sodass Projekte mit lokaler Nutzung des Wasserstoffs schneller zu realisieren sein werden.

Drei der vorgeschlagenen Konzepte für die Wasserstoffgewinnung und -nutzung sind in Abbildung 6 dargestellt und werden hier näher erläutert.

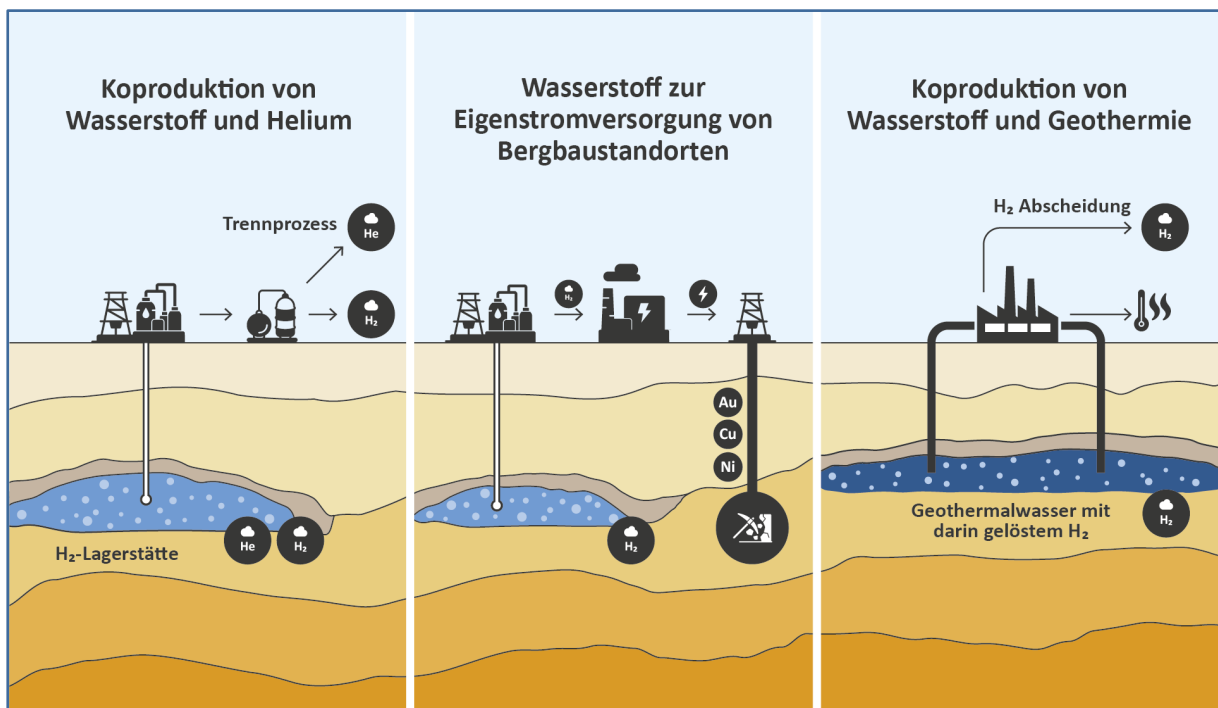


Abbildung 6: Mögliche Koproduktion von natürlichem Wasserstoff und andere Anwendungsfälle: Koproduktion von Wasserstoff und Helium, Verwendung von Wasserstoff für die Stromerzeugung vor Ort beim Mineralienabbau und Koproduktion von Wasserstoff und geothermischer Energie. Quelle: eigene Darstellung.

### 4.1 Koproduktion mit Helium

Helium ist ein inertes Gas, das zum Beispiel in der Medizin, in der Forschung und bei der Herstellung von Halbleitern verwendet wird. [73] Nach Angaben des USGS betrug die weltweite Produktionsrate von Helium 180 Millionen Kubikmeter im Jahr 2025 und 176 Millionen Kubikmeter im Jahr 2023. [74] Helium gilt als

nicht erneuerbare Ressource, und derzeit ist die gängige kommerziell nutzbare Quelle für Helium die Koproductio n mit Erdgas. [73] Andere Produktionsmethoden sind die Extraktion von Helium aus der Luft oder die Gewinnung von Helium aus Stickstofffeldern. Die Aufbereitung von Helium gilt jedoch in jedem Fall als sehr energie- und kostenintensiv.

Helium wird auch häufig an den gleichen Orten wie Wasserstoff gefunden, da beide Reaktionsprodukte der Radiolyse sind. Ein Beispiel dafür ist das Nemaha-Projekt, Hy Terra in Kansas (bestätigtes Vorkommen von bis zu 92 Prozent Wasserstoff und 3 Prozent Helium) und Gold Hydrogen auf dem Ramsay-Gebiet in Südaustralien (86 Prozent Wasserstoff und 6,8 Prozent Helium). [beide 73] Wasserstoff und Helium wurden auch an Dutzenden von Bergbaustandorten weltweit zusammen gefunden, oft in einem Verhältnis von 1:1. [5]

Da sowohl Helium als auch Wasserstoff wertvolle Ressourcen sind, sollten idealerweise beide zusammen gewonnen werden. Die Trennung der beiden Gase stellt jedoch nach wie vor eine Herausforderung dar. Mögliche Trenntechnologien sind die kryogene fraktionierte Destillation, die Membrantrennung sowie die Druck- und Temperaturwechseladsorption. Die kryogene fraktionierte Destillation ist bisher die einzige Technik, die für die Heliumgewinnung in großem Maßstab eingesetzt wird. [73]

Mehrere Unternehmen suchen sowohl nach Wasserstoff als auch nach Helium. Laut Aussage der befragten Fachleute konzentrieren sie sich meist auf das wertvollere Helium und betrachten Wasserstoff als potenzielles Nebenprodukt. Ein möglicher Ansatz, um die Trennung von Helium und Wasserstoff zu vermeiden, besteht darin, die im Wasserstoff enthaltene Energie vor Ort zu nutzen: Das Helium-Wasserstoff-Gemisch wird verbrannt, um Strom zu erzeugen, mit dem die Gasförderanlage betrieben wird. Das Helium kann dann leicht vom bei der Verbrennung entstehenden Wasser getrennt werden. Mit verbesserten Abscheidetechnologien könnte die Produktion von natürlichem Wasserstoff zusammen mit Helium jedoch wirtschaftlich rentabler werden.

Eine weitere Option speziell für Deutschland könnte die Koproductio n von Lithium und natürlichem Wasserstoff sein.

## 4.2 Dezentrale Energieerzeugung für Bergbauprojekte

Eisenreiche Gesteine, aus denen Wasserstoff gewonnen werden kann, beherbergen oft auch wertvolle Mineralien wie Gold, Kupfer oder Nickel. Bergwerksstandorte für Mineralien sind große Industriekomplexe mit einem hohen Energiebedarf. Da sie sich oft an abgelegenen Orten befinden, manchmal weit entfernt vom Stromnetz, ist die Energieversorgung der Standorte in der Regel kostspielig. Bergbaustandorte ohne Anschluss ans Stromnetz sind auf die Stromerzeugung vor Ort angewiesen, häufig durch Dieselgeneratoren. [75] Die Gewinnung von Wasserstoff in Bergbaustätten und seine Nutzung zur Energieversorgung des Bergbaubetriebs dürfte daher ein attraktiver Anwendungsfall für natürlichen Wasserstoff sein. [4] Da die Bergbauunternehmen die Projekte zu natürlichem Wasserstoff wahrscheinlich selbst finanzieren würden, müssen für diesen Anwendungsfall keine Investoren gewonnen werden, was die Finanzierung erleichtern dürfte. [55] Bisher haben jedoch nur wenige Bergbauunternehmen mit der Exploration von natürlichem Wasserstoff begonnen, so zum Beispiel Max Power Mining Corp. in Saskatchewan, Kanada [64] und Bluejay Mining im Bergbaugbiet Outokumpu in Finnland. [76]

### 4.3 Koproduktion mit geothermischer Energie

Standorte, die sich für die geothermische Energieerzeugung eignen, weisen möglicherweise auch natürlichen Wasserstoff auf und sind damit potenzielle Standorte für die Wasserstoffgewinnung. [4]

Die Forschung zu diesem Thema ist noch begrenzt. Eine Studie aus Island, wo sich viele Bohrlöcher für die geothermische Stromerzeugung befinden, sieht die gleichzeitige Gewinnung von geothermischer Energie und Wasserstoff als mögliche Option. Derzeit wird der Wasserstoff, der bei geothermischen Arbeiten in Island freigesetzt wird, einfach in die Atmosphäre emittiert und könnte möglicherweise zuvor durch Gasabscheidung zurückgewonnen werden. [77]

Andere Länder mit Potenzial für eine solche Koproduktion sind zum Beispiel die Türkei und Australien. [78]

In Deutschland möchte ein von der Firma Tellus Energy Solutions in Nordbayern gestartetes Pilotprojekt bis 2030 die kommerzielle Machbarkeit der lokalen Produktion von natürlichem Wasserstoff in Kombination mit oberflächennaher Geothermie (40 °C) beweisen. Natürlicher Wasserstoff kann auch mit geothermischen Projekten für mittlere und hohe Temperaturen kombiniert werden.

Während die meisten Bemühungen zur Exploration von natürlichem Wasserstoff auf freie Gasvorkommen abzielen, fokussiert sich das Konzept von Tellus Energy Solutions auf in Wasser gelösten Wasserstoff und erfordert daher andere Separationstechnologien.

### 4.4 Die potenzielle Rolle von natürlichem Wasserstoff beim Erreichen der Klimaneutralität

Inwieweit geologischer Wasserstoff als kohlenstoffarme Energiequelle und industrieller Rohstoff zum globalen Übergang zur Klimaneutralität beitragen kann, hängt von zwei Fragen ab:

1. Wie viel natürlicher Wasserstoff ist in potenziell abbaubaren, wirtschaftlich tragfähigen Lagerstätten vorhanden?
2. Wie schnell kann die Ausbeutung dieser Vorkommen beginnen?

Die Einschätzungen unserer Interviewpartner:innen zum potenziellen Beitrag natürlichen Wasserstoffs gingen weit auseinander. Eher pessimistisch gehen einige Fachleute davon aus, dass die wirtschaftlich abbaubaren Vorkommen im Vergleich zu der Menge an Wasserstoff, die in einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem und einer klimaneutralen Industrie benötigt wird, unbedeutend sind. Andere schätzen den potenziellen Beitrag rein quantitativ als gering ein, sehen ihn aber dennoch als relevanten Baustein zur Diversifizierung der Wasserstoffversorgung. Mehrere Interviewpartner:innen gehen davon aus, dass natürlicher Wasserstoff eine Rolle für dezentrale Anwendungsfälle wie Bergbaustandorte und andere regionale Industriezentren in der Nähe von Wasserstoffvorkommen spielen wird, sehen ihn aber nicht als Gamechanger für die Transformation insgesamt. Andere Fachleute wiederum sind optimistisch und gehen davon aus, dass natürlicher Wasserstoff in Zukunft etwa 10 bis 20 Prozent des weltweiten Wasserstoffbedarfs decken kann. Vorläufige Ergebnisse eines Modells für das weltweite Potenzial natürlicher Wasserstoffressourcen deuten sogar darauf hin, dass natürlicher und stimulierter Wasserstoff zusammen bis zur Hälfte des angenommenen jährlichen Wasserstoffbedarfs von mehreren Hundert Millionen Tonnen im Jahr 2100 decken könnten. [4; 10]

Mit Blick auf den Zeithorizont erscheint es unwahrscheinlich, dass natürlicher Wasserstoff einen Beitrag zu den Klimazielen für 2030 leisten kann, da dies die Entdeckung mehrerer großer Vorkommen in den nächsten zwei Jahren erfordern würde. Ein Beitrag zum Ziel der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland beziehungsweise 2050 in der EU ist prinzipiell möglich, kann aber nicht vorausgesetzt werden. Es lohnt sich, den natürlichen Wasserstoff weiter zu erforschen: Sollte er in nennenswerten Mengen und zu erschwinglichen Preisen gefunden werden, würde das die Transformation erleichtern, aber gleichzeitig sollte diese potenzielle Möglichkeit nicht vom Aufbau von Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff ablenken.

Aus globaler Sicht kann eine dezentrale Energieversorgung mit natürlichem Wasserstoff, wie sie in Mali demonstriert wurde, nicht an ein Stromnetz angeschlossene Menschen mit Energie versorgen und damit einen Beitrag zu bezahlbarer und sauberer Energie für alle Menschen leisten – eines der Ziele für nachhaltige Entwicklung.

#### Infobox: Die Rolle von kohlenstoffarmem Wasserstoff in Industrie und Energiesystem

Für den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem und einer klimaneutralen Industrie werden große Mengen an kohlenstoffarmem molekularem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) benötigt. Während Wasserstoff derzeit vor allem als Rohstoff in der chemischen Industrie verwendet wird, wird er zukünftig voraussichtlich zu einem wichtigen Energieträger für Anwendungen werden, bei denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist, insbesondere als Ersatz für fossile Brennstoffe in der Industrie und in Teilen des Verkehrssektors. Für diese Anwendungen kann Wasserstoff entweder direkt genutzt oder durch Reaktion mit CO<sub>2</sub> in synthetische Kraftstoffe umgewandelt werden. Daher wird erwartet, dass die weltweite Wasserstoffnachfrage in den nächsten zwei Jahrzehnten steil ansteigen wird, und zwar von heute rund 100 Millionen Tonnen pro Jahr auf 530 Millionen Tonnen pro Jahr bis 2050 in einem Netto-Null-Emissionsszenario. [6]

Derzeit wird Wasserstoff überwiegend aus fossilen Brennstoffen hergestellt. Im Jahr 2025 stammten rund 60 Prozent der weltweiten Wasserstoffproduktion aus der Methandampfreformierung (MSR) ohne Kohlenstoffabscheidung. [6] Der Rest wurde größtenteils durch Kohlevergasung oder als Nebenprodukt von Naphtha-Crackern und Steamcrackern erzeugt. [6]

Um die langfristigen Klimaziele zu erreichen, muss der gesamte Wasserstoffbedarf durch kohlenstoffarmen Wasserstoff gedeckt werden. Die vorherrschende Strategie besteht darin, den größten Teil des künftigen Wasserstoffbedarfs mit „grünem“ Wasserstoff zu decken, der durch die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren, nicht fossilen Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie hergestellt wird. In der Praxis ist die Produktion von grünem Wasserstoff jedoch bisher begrenzt, und die Marktentwicklung wurde überschätzt. Im Jahr 2025 belief sich die weltweite Produktion auf nur etwa 1 Million Tonnen. [6] Jüngste Untersuchungen deuten zudem darauf hin, dass grüner Wasserstoff teurer ist als bisher angenommen und dass die Markteinführung langsamer voranschreitet, als es zum Erreichen der Klimaziele erforderlich ist. [46; 47]

Zu den alternativen Produktionswegen mit potenziell geringen Treibhausgasemissionen gehören der „blaue Wasserstoff“ (aus MSR in Kombination mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung – CCS) und der „türkisfarbene Wasserstoff“ (durch Methanpyrolyse erzeugter Wasserstoff). Die tatsächlichen Klimaauswirkungen dieser Verfahren hängen jedoch stark von der CO<sub>2</sub>-Abscheidungsrate beziehungsweise von den vorgelagerten Methanemissionen ab. Darüber hinaus müssen erhebliche infrastrukturelle Herausforderungen (CO<sub>2</sub>-Infrastruktur) beziehungsweise ausreichende Anwendungsmöglichkeiten für festen Kohlenstoff berücksichtigt werden. Ihre Rolle bei der Wasserstoffherzeugung ist bisher vernachlässigbar. Insgesamt trug kohlenstoffarmer Wasserstoff im Jahr 2024 nur ein Prozent zur weltweiten Versorgung bei. [6]

Insgesamt wird kohlenstoffarmer Wasserstoff als Schlüsselement eines klimaneutralen Energiesystems und einer klimaneutralen Industrie betrachtet. Bislang entwickelt sich der Markt nicht schnell genug, was den Übergang zur Klimaneutralität verlangsamen könnte. [47]

## 5 Regulatorischer Rahmen und gesellschaftliche Akzeptanz

Um natürlichen Wasserstoff als Ressource zu erschließen, bedarf es eines geeigneten rechtlichen Rahmens. Zuallererst muss festgelegt werden, unter welchen Bedingungen natürlicher Wasserstoff erkundet und gewonnen werden darf. Es muss ein Verfahren für das Erteilen von Explorations- und Produktionsrechten eingerichtet werden. Da die Treibhausgasemissionen von natürlichem Wasserstoff voraussichtlich ähnlich niedrig sind wie die von grünem Wasserstoff, sollte sichergestellt werden, dass sein Dekarbonisierungspotenzial berücksichtigt wird – zum Beispiel, indem er für die in der Dekarbonisierungsgesetzgebung festgelegten Quoten für kohlenstoffarme Kraftstoffe zugelassen und zertifizierbar gemacht wird.

Hydrogen Europe, der Verband der europäischen Wasserstoffindustrie, stellt in seinem Bericht 2024 fest, dass ein rechtlicher Rahmen für natürlichen Wasserstoff weitgehend fehlt. [79] Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die aktuelle Regulierung mit Fokus auf Deutschland und andere EU-Länder sowie ausgewählte Beispiele aus Nicht-EU-Ländern.

### 5.1 Bergrecht

Bis vor Kurzem wurde natürlicher Wasserstoff nicht als geologische Ressource betrachtet und fiel daher nicht unter das Bergrecht. Dies machte die Exploration und den Abbau von natürlichem Wasserstoff in vielen Ländern schwierig oder sogar unmöglich. Eine Änderung der Vorschriften sollte sowohl die Förderung als auch die Exploration ermöglichen, da die Unternehmen keinen Anreiz haben, große Summen in die Exploration zu investieren, wenn Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Förderung im Falle einer erfolgreichen Exploration besteht. In den letzten Jahren haben mehrere Länder den rechtlichen Rahmen geändert, um natürlichen Wasserstoff als geologische Ressource anzuerkennen und seine Exploration und Förderung zu ermöglichen. Andere Länder sind dabei, dies zu tun. In einigen Ländern wird die Anerkennung von Wasserstoff als geologische Ressource durch Änderungen des Bergrechts erreicht, in anderen Ländern fällt sie unter den Rechtsrahmen für Öl und Gas. In Ländern, in denen die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus Gründen des Klimaschutzes verboten ist, muss geklärt werden, wie mit natürlichen Wasserstoffvorkommen, die Methan enthalten, umgegangen werden soll.

In **Deutschland** war Wasserstoff (wie auch Helium) bis vor Kurzem nicht bergfrei. Das bedeutet, dass die Exploration zwar nicht verboten war, aber die Erlaubnis der Grundstückseigentümer vorliegen musste. Da sich natürliche Wasserstoffvorkommen potenziell unter dem Grund einer Vielzahl von Eigentümern erstrecken können, konnte dies die Exploration von natürlichem Wasserstoff unattraktiv machen, wenn im Vorfeld die Zustimmung aller Eigentümer eingeholt werden musste. Allerdings wurde am 01. April 2026 das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz [80] offiziell veröffentlicht, das Wasserstoff und Helium in die Liste der bergfreien Rohstoffe aufgenommen hat. Die kann künftig die Exploration und Gewinnung von natürlichem Wasserstoff erleichtern.

**Frankreich** ist das Land in der EU, das sich am stärksten für die Entwicklung von natürlichem Wasserstoff einsetzt. Natürlicher Wasserstoff wurde dort erstmals im April 2022 als Ressource anerkannt und fällt unter das französische Bergrecht. Explorations- und Forschungsgenehmigungen können von Unternehmen beantragt werden und werden auf nationaler Ebene erteilt. [2]

Der Abbau fossiler Ressourcen ist in Frankreich grundsätzlich nicht mehr gestattet. Die Rechtsvorschriften für den Abbau natürlichen Wasserstoffs erlauben die Gewinnung einer begrenzten Menge von Methan als Nebenprodukt, wenn es vor Ort zur Deckung des Energiebedarfs der Anlage zur Erzeugung von natürlichem

Wasserstoff verwendet wird. Überschüssiges Methan muss re-injiziert oder in kohlenstoffarmen Wasserstoff umgewandelt werden. Letzteres kann durch Methandampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (blauer Wasserstoff) oder Methanpyrolyse (türkisfarbener Wasserstoff) erfolgen.

In **Spanien** wurde eine erste Explorationslizenz im Jahr 2023 erteilt. Nach der derzeitigen Gesetzgebung ist die Produktion jedoch nicht erlaubt, da Wasserstoff unter die Regelung für Kohlenwasserstoffe fällt, sodass sein Abbau durch das nationale Klimagesetz verboten ist. [81]

In **Polen** wurde das Geologie- und Bergbaugesetz im September 2023 geändert, um die Exploration und Gewinnung von natürlichem Wasserstoff zu ermöglichen. [82] Wasserstoff und Edelgase fallen nun unter die gesetzlichen Bestimmungen für Kohlenwasserstoffe. [83]

In **Südaustralien** wurden Wasserstoff und Nebenprodukte der Wasserstoffproduktion 2021 in die Petroleum and Geothermal Energy Regulations aufgenommen. Unternehmen, die nach natürlichem Wasserstoff suchen wollen, müssen eine Petroleum Exploration Licence beantragen. [84]

In den **USA** ist die Exploration und Gewinnung von natürlichem Wasserstoff im Rahmen des bestehenden Rechtsrahmens für natürliche Ressourcen möglich. Änderungen der Gesetze sind daher nicht erforderlich. [82]

## 5.2 Regulatorische Bewertung der Klimaauswirkungen und Emissionsminderung

Einen wichtigen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Projekts zu natürlichem Wasserstoff hat die Frage, wie der erzeugte Wasserstoff im Rahmen der Klimaschutzgesetzgebung und in Zertifizierungssystemen eingestuft wird – zum Beispiel, ob er für verschiedene Anwendungsfälle auf die Quoten für erneuerbare Energien angerechnet werden kann. Die entsprechenden Rechtsvorschriften werden größtenteils auf EU-Ebene erlassen. Bislang wird natürlicher Wasserstoff in der einschlägigen EU-Verordnung nicht ausdrücklich erwähnt, was zu Unsicherheiten hinsichtlich seines Status führt.

Die **EU-Gesetzgebung** unterscheidet zwischen erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff. Erneuerbarer Wasserstoff ist definiert als Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Kohlenstoffarmer Wasserstoff ist definiert als Wasserstoff, dessen Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Quellen stammt. Er kann aus Erdgas mit CCS, Methanpyrolyse oder Elektrolyse mit Netzstrom hergestellt werden. Sowohl erneuerbarer als auch kohlenstoffarmer Wasserstoff muss im Vergleich zu einer definierten fossilen Brennstoffalternative mindestens 70 Prozent der Treibhausgase einsparen, und zwar auf der Grundlage des gesamten Lebenszyklus, einschließlich indirekter Emissionen und vorgelagerter Methanemissionen. [85; 86] Definitionen für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff finden sich in der *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)* beziehungsweise in Richtlinie (EU) 2024/1788, die Teil des EU Pakets für den Wasserstoffmarkt und den dekarbonisierten Gasmarkt ist. Die Methodik zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen von kohlenstoffarmem Wasserstoff ist im *delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe* (delegierte Verordnung 2025/2359 der Kommission) festgelegt.

Als kohlenstoffarm zertifizierter Wasserstoff sowie daraus hergestellte synthetische Kraftstoffe können auf die verbindlichen Quoten für industrielle Nutzer und Kraftstofflieferanten in verschiedenen Sektoren angerechnet werden, wie in der *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)* oder der *ReFuelEU-Luftfahrtverordnung (Verordnung (EU) 2023/2405)* festgelegt ist. Die RED III muss von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden, sodass sich die genauen Anforderungen im Detail unterscheiden können.

Der indirekte Treibhausgaseffekt von Wasserstoff (siehe Abschnitt 3.4) wird derzeit nicht in die Lebenszyklusemissionen einbezogen, da die Unsicherheiten bei seiner Bestimmung als zu groß angesehen werden.

Laut dem *Delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe* soll der Effekt jedoch mitberücksichtigt werden, sobald sich in der Frage ein wissenschaftlicher Konsens abzeichnet. Insbesondere für die Gewinnung von natürlichem Wasserstoff könnte dies von Bedeutung sein, sollte er zu einem späteren Zeitpunkt in die Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff aufgenommen werden.

Die *EU-Taxonomie* ist ein Markttransparenzinstrument, das ökologisch nachhaltige Aktivitäten definiert, die auf Klimaneutralität bis 2050 ausgerichtet sind. Die Kriterien sind im *Klima-Delegierten Rechtsakt* aufgeführt. Die Herstellung von Wasserstoff wird als nachhaltig eingestuft, wenn die THG-Emissionen über den Lebenszyklus weniger als 3 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Tonne Wasserstoff betragen, was einer Reduktion von 73,4 Prozent gegenüber dem angegebenen fossilen Vergleichswert entspricht. [87] Die EU-Taxonomieverordnung und der Klima-Delegierte Rechtsakt enthalten keine Angaben zu den Produktionsmethoden für nachhaltigen Wasserstoff. Damit natürlicher Wasserstoff als nachhaltig eingestuft werden kann, müsste jedoch die Methodik für die Ökobilanz spezifiziert werden, insbesondere für den Prozess der Förderung aus dem Untergrund, um nachzuweisen, dass die Treibhausgasemissionen unter dem Schwellenwert bleiben.

Die Europäische Kommission plant, die notwendigen Rechtsvorschriften für eine nachhaltige Produktion von natürlichem Wasserstoff zu entwickeln. Zu diesem Zweck hat die Kommission im Juni 2025 eine Ausschreibung veröffentlicht, in der sie eine Analyse der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen für natürlichen Wasserstoff auf EU-Ebene und in den Mitgliedsstaaten anfordert, einschließlich Empfehlungen zur Entwicklung kohärenter und unterstützender Rechtsvorschriften. [88]

### 5.3 Staatliche Finanzierung

Da die Forschung zu geologischem Wasserstoff noch in den Kinderschuhen steckt und seine Vorteile denen des grünen Wasserstoffs ähnlich sein können, scheint eine gewisse staatliche Unterstützung gerechtfertigt.

Unsere Interviewpartner:innen waren sich einig, dass die Finanzierung von **Forschungsarbeiten zu natürlichen Wasserstoffsystemen** notwendig ist. Dazu gehören Projekte zum Verständnis von Wasserstoffbildung, -migration im Untergrund, -ansammlung und mikrobiellem Verbrauch sowie die Entwicklung von Methoden zur Suche und Identifizierung von Wasserstoffvorkommen (siehe Abschnitt 2.4). Für Letzteres ist die korrekte Interpretation von Messdaten entscheidend. Eine Arbeitsgruppe der IEA hat wissenschaftliche Wissenslücken in all diesen Bereichen identifiziert und empfiehlt Forschungsprioritäten. [8] Förderrichtlinien und -programme sollten angepasst werden, um eine Finanzierung von Projekten zu geologischem Wasserstoff zu ermöglichen, die einen Beitrag zur Schließung der festgestellten Wissenslücken leisten.

Auf EU-Ebene wird bereits Forschung finanziert, wenn auch auf niedrigem Niveau. Im Rahmen von Horizon Europe beschäftigt sich das Programm *Towards exploration and evaluation of European natural hydrogen potential* mit der Entwicklung von Methoden zur Identifizierung aussichtsreicher Gebiete in Europa, der Durchführung von Lebenszyklusanalysen für die Produktion von natürlichem Wasserstoff und der Abschätzung der Gesteungskosten von Wasserstoff. Das Programm zielt darauf ab, den TRL von 2 auf 4 zu erhöhen, [89] und fokussiert sich somit auf Technologien, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden.

Einige der befragten Fachleute erwähnten, dass manche Länder ihr eigenes Forschungsprogramm für natürlichen Wasserstoff haben: In Australien wird die Forschung direkt von den Bundesstaaten und der Zentralregierung finanziert, Frankreich stellt über die Initiative für grünen Wasserstoff Forschungsmittel zur Verfügung, und in den USA erfolgt die Finanzierung durch die Advanced Research Projects Agency – Energy (ARPA-E), die Teil des US-Energieministeriums ist.

Um das natürliche Wasserstoffpotenzial zu bewerten und die Exploration zu fördern, können **nationale Behörden** die im Entstehen begriffene Industrie durch die Bereitstellung von Informationen wie **Potenzialanalysen** unterstützen. Der U. S. Geological Survey hat einen wesentlichen Beitrag zu diesem Ziel geleistet, indem er einen sogenannten *Geologic Hydrogen Prospectivity Map Explorer* samt mehreren Kartenebenen mit geologischen und geophysikalischen Daten für das US-Territorium bereitgestellt hat. [39] Die Karten beruhen auf Kenntnissen über die Geologie der USA sowie auf Ergebnissen aus der Modellierung natürlicher Wasserstoffsysteme, enthalten aber bisher keine empirischen Daten über gemessenen Wasserstoff.

Ein ähnlicher Ansatz für eine Potenzialanalyse für die EU wurde im Rahmen des Programms „*Towards exploration and evaluation of European natural hydrogen potential*“ initiiert – Ergebnisse sind jedoch nicht vor Ende 2026 zu erwarten. Das Vereinigte Königreich hat eine Potenzialanalyse in einer Studie veröffentlicht. [90]

Umstrittener ist, in welchem Umfang der Staat auch die **Exploration finanzieren** sollte. Da Explorationen – insbesondere Bohrungen – teuer und die Chancen, Wasserstoff zu finden, relativ gering sind, lässt sich einerseits infrage stellen, ob der Staat sich an solch risikoreichen Investitionen beteiligen sollte. Andererseits sind Bohrungen die einzige Möglichkeit, die Ergebnisse der geologischen Modellierung und der geophysikalischen Verfahren zu bestätigen oder zu widerlegen. Sie sind somit ein unverzichtbarer Schritt, um die natürlichen Wasserstoffsysteme zu verstehen und ihr Potenzial als wirtschaftliche Ressource zu bewerten. Es ist daher wünschenswert, dass die gewonnenen Daten, wie zum Beispiel die Durchflussraten, wissenschaftlich validiert und veröffentlicht werden. Konsortialprojekte zwischen Start-ups, die in der Exploration von natürlichem Wasserstoff tätig sind, Öl- und Gasunternehmen, Bergbauunternehmen sowie Forschungseinrichtungen können das erforderliche Wissen bündeln und Daten und Erkenntnisse in den akademischen Forschungsprozess einbringen. Dies könnte bei der Bewertung des Potenzials von natürlichem Wasserstoff helfen und damit eine Grundlage für fundierte politische Entscheidungen schaffen. Die Digitalisierung kann das Datenmanagement geowissenschaftlicher Daten sowie die gemeinsame Nutzung von Daten erleichtern und damit den Prozess der Wissensgenerierung beschleunigen.

## 5.4 Öffentliche Debatte und gesellschaftliche Akzeptanz

Wenngleich geologischer Wasserstoff in den letzten Jahren viel Beachtung in wissenschaftlichen Veröffentlichungen gefunden hat, wurde in den Medien nur wenig darüber berichtet. [82] Es ist daher davon auszugehen, dass das Wissen über geologischen Wasserstoff in der breiten Öffentlichkeit sehr begrenzt ist.

Die gegenwärtigen Forschungs- und Explorationsaktivitäten haben nur geringe Auswirkungen auf die Gesellschaft, aber eine breite gesellschaftliche Debatte wird erforderlich sein, sobald abbaubare Vorkommen gefunden sind und Förderanlagen gebaut werden sollen. Unseres Wissens ist die gesellschaftliche Akzeptanz für natürlichen Wasserstoff noch nicht untersucht worden. Einige Erkenntnisse darüber, welche Faktoren für die öffentliche Akzeptanz ausschlaggebend sind, können jedoch vermutlich aus den Erfahrungen mit anderen Arten von Wasserstoff, Projekten für erneuerbare Energien und anderen Formen der Rohstoffgewinnung aus dem Untergrund übertragen werden.

Umfragen zeigen, dass die Einstellung der Bevölkerung gegenüber Wasserstoff im Allgemeinen positiv ist und die Risiken als überschaubar gelten. Die meisten Befragten halten Wasserstoff für vertrauenswürdig und vielversprechend und äußern kaum Bedenken. [91; 92; 93] Ob dies auch auf geologischen Wasserstoff zutrifft, muss noch untersucht werden.

Ein Teil der bisherigen Medienberichterstattung über natürlichen Wasserstoff wurde von mehreren unserer Interviewpartner:innen als Sensationsjournalismus kritisiert, da die Artikel nur selten die große Unsicherheit bezüglich der abbaubaren natürlichen Wasserstoffvorkommen betonen und daher möglicherweise unrealistische Erwartungen wecken. Für eine fundierte gesellschaftliche Entscheidung sollte seine mögliche Rolle in Energiewende und Industrietransformation von Fachleuten und Medien realistisch dargestellt werden.

Was die lokale Akzeptanz bestimmter Projekte angeht, können die wahrgenommenen Umwelt- und Sicherheitsrisiken eine wichtige Rolle spielen. Bei Technologien, die Bohrungen im Untergrund erfordern, wie Tiefengeothermie, Hydraulic Fracturing („Fracking“) und Kohlendioxidspeicherung, gehören induzierte Seismizität und Grundwasserkontamination häufig zu den Hauptbedenken. [94; 95; 96; 97] Es ist wichtig, diese Bedenken aufzugreifen und klar über wissenschaftliche Risikobewertungen sowie darüber zu kommunizieren, welche Maßnahmen ergriffen werden, um Risiken zu minimieren. Bei der Kommunikation kann es auch wichtig sein, klar zwischen der Gewinnung von natürlichem Wasserstoff und der stimulierten Wasserstoffproduktion zu unterscheiden, da Letztere größere Umweltrisiken bergen kann und Hydraulic Fracturing erfordert (siehe auch Exkurs S. 31). [69]

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Akzeptanz vor Ort und in der Öffentlichkeit kann das Vertrauen in die beteiligten Akteure sein. [98] Da die Gewinnung von natürlichem Wasserstoff höchstwahrscheinlich von der Öl- und Gasindustrie realisiert werden wird, kann sich einerseits ein geringes Vertrauen in diese Industrie negativ auf die Einstellung zu natürlichem Wasserstoff auswirken. [82] Andererseits können lokale, dezentralisierte Anwendungsfälle, die von unseren Interviewpartner:innen als die wahrscheinlichsten ersten Anwendungen von natürlichem Wasserstoff angesehen werden, für die lokale Akzeptanz günstig sein – insbesondere, wenn die wirtschaftlichen Vorteile in der Gemeinschaft verbleiben. [4]

Untersuchungen über die Akzeptanz von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien zeigen, dass der lokale Widerstand gegen Projekte eher aus mehreren Quellen als aus einer einzigen herrührt, wobei unzureichende Verfahrensgerechtigkeit<sup>7</sup> ein Hauptgrund für den Widerstand in den Gemeinden ist. [99; 100] Darüber hinaus müssen Projekte, die neue Technologien (wie natürlichen Wasserstoff) beinhalten, auf die Unsicherheiten und Risikowahrnehmung der Anwohner:innen eingehen, wenn sie deren Zustimmung finden sollen. [98] Bei der Planung und Durchführung von Konsultationen sollten die Besonderheiten lokaler Kontexte, Lebenserfahrungen, rechtliche Rahmenbedingungen usw. umfassend berücksichtigt werden. [98]

Beratende und partizipatorische Ansätze (anstelle von Top-down-Ansätzen), die auf eine fundierte Konsensbildung abzielen, können die Risikowahrnehmung der Öffentlichkeit positiv beeinflussen. Umgekehrt kann es zu einer negativen Risikowahrnehmung führen, wenn Werte sowie breitere gesellschaftliche und politische Bedenken lokaler Gemeinschaften zu wenig berücksichtigt werden. Dadurch kann sich Widerstand gegen Projekte verfestigen, selbst wenn technische Informationen hervorgehoben werden, um Risikobedenken zu adressieren. Im Fall von natürlichem Wasserstoff ist es möglicherweise wichtig, dessen potenzielle Rolle beim Übergang zu einer klimaneutralen Zukunft zu kommunizieren und zu diskutieren und darauf hinzuweisen, dass er kein Ersatz, sondern eine Ergänzung zu erneuerbaren Energien sein wird.

---

<sup>7</sup> Verfahrensgerechtigkeit bedeutet, dass der Entscheidungsprozess als fair, transparent und inklusiv wahrgenommen wird.

## 6 Schlussfolgerung und Handlungsoptionen

Geologischer Wasserstoff hat in den letzten Jahren bei Forscher:innen, Start-ups, Ölkonzernen und Bergbauunternehmen weltweit erhebliche Aufmerksamkeit erregt. Dies hängt mit der Aussicht zusammen, dass geologischer Wasserstoff zu wesentlich geringeren Kosten als grüner Wasserstoff hergestellt werden könnte und daher potenziell eine attraktive kohlenstoffarme Energieressource darstellt. Gleichzeitig ist der derzeitige Wissensstand durch erhebliche Unsicherheiten gekennzeichnet, die seine unmittelbare Relevanz für die Planung von Energiesystemen und für die Klimapolitik einschränken.

In diesem Papier wurden das Potenzial von geologischem Wasserstoff und sein möglicher Beitrag zur Energiewende untersucht. Dabei wurde vor allem auf natürlichen Wasserstoff eingegangen, aber auch der aktuelle Stand zu stimuliertem Wasserstoff kurz erläutert. Die Informationen beruhen auf Interviews sowie einem Workshop mit Fachleuten aus Wissenschaft und Unternehmen und werden durch Daten aus der wissenschaftlichen Literatur ergänzt. Eine Liste der beteiligten Fachleute findet sich im Anhang.

Die größte Ungewissheit besteht darin, ob es überhaupt wirtschaftlich nutzbare natürliche Wasserstoffvorkommen gibt – und wenn ja, in welchem Umfang. Zwar sind die grundsätzlichen Mechanismen der Wasserstoffbildung im geologischen Untergrund relativ gut verstanden, und in vielen Regionen der Welt herrschen geologische Bedingungen, die für die Wasserstoffbildung günstig sind; über die Prozesse, die die Wasserstoffmigration, -ansammlung und -konservierung langfristig steuern, ist allerdings noch wenig bekannt. Insbesondere die Migrationswege durch den Untergrund und der mikrobielle Verbrauch von Wasserstoff sind noch nicht ausreichend verstanden. Infolgedessen ist derzeit unklar, inwieweit sich der im Untergrund erzeugte Wasserstoff tatsächlich in Konzentrationen und Mengen anreichert, die technisch und wirtschaftlich abbaubar sind. Diese Herausforderung wird durch die begrenzte Verfügbarkeit wissenschaftlich gesicherter Daten noch verschärft, da die öffentlich kommunizierten Wasserstoffmengen und -konzentrationen häufig auf Unternehmensangaben und nicht auf von Peer-Review-geprüften Studien beruhen.

Bislang wurde noch keine förderwürdige Lagerstätte entdeckt. Obwohl viele Fachleute es für wahrscheinlich halten, dass es solche Vorkommen gibt, ist deren Existenz keineswegs garantiert. Die meisten Interviewpartner:innen waren sich einig, dass die Entdeckung einer großen, wirtschaftlich nutzbaren Lagerstätte den wichtigsten Meilenstein für die Entwicklung von natürlichem Wasserstoff darstellen würde. Eine solche Entdeckung würde wahrscheinlich auf starkes Interesse bei den großen Öl- und Gasunternehmen stoßen, die privaten Investitionen erheblich steigern und die technologische und regulatorische Entwicklung beschleunigen.

Sollte sich ein abbauwürdiges Vorkommen von natürlichem Wasserstoff bestätigen, würden die Produktionskosten stark von den standortspezifischen Merkmalen abhängen, etwa Durchflussmenge, Wasserstoffkonzentration, Tiefe der Lagerstätte, Transportkosten von der Quelle zu den Abnehmern sowie der bestehenden Transportinfrastruktur. In günstigen Fällen rechnen Fachleute damit, dass die Produktion aus technologischer Sicht innerhalb weniger Jahre in Betrieb genommen werden könnte, da Technologien aus der Erdgasförderung mit überschaubarem Aufwand weitgehend auf Wasserstoff angepasst werden könnten. Dies setzt allerdings voraus, dass die Genehmigungen schnell erteilt werden und dass in der Region qualifizierte Arbeitskräfte für die verschiedenen Aspekte des Betriebs zur Verfügung stehen.

Stimulierter Wasserstoff könnte gegenüber natürlichem Wasserstoff den Vorteil haben, dass er auch auf kleineren Flächen produzierbar und leichter zu skalieren ist, da die Produktion nicht durch natürliche Vorkommen begrenzt ist. Allerdings steckt die Technologie noch in den Kinderschuhen, da sich die bisherige Forschung

dazu meist auf Laborexperimente beschränkt – bis zu einem kommerziellen Einsatz könnte es Jahrzehnte dauern. Eine zentrale Herausforderung in diesem Zusammenhang ist die Beschleunigung des natürlich vorkommenden Prozesses der Wasserstoffbildung, um wirtschaftlich tragfähige Erzeugungsraten zu erreichen.

Um ihre Wertschöpfungsketten zu diversifizieren und das Risiko der Wasserstoffexploration zu verringern, umfassen die Geschäftsmodelle von Start-ups häufig Nebenprodukte. Helium ist besonders attraktiv, da es einen hohen Wert hat und oft zusammen mit Wasserstoff vorkommt. Ein weiterer vielversprechender Anwendungsfall ist die dezentrale Energieversorgung an abgelegenen Orten, zum Beispiel an Bergbaustandorten. Dies ist vor allem deshalb relevant, weil natürlicher Wasserstoff in geologischen Umgebungen vorkommen dürfte, die oft auch wertvolle mineralische Bodenschätze enthalten. Darüber hinaus wurden Konzepte für die kombinierte Nutzung von geothermischer Energie und Wasserstoff vorgeschlagen, die ebenfalls zur Verringerung der Explorationsrisiken beitragen könnten.

Um fundierte politische Entscheidungen darüber zu treffen, ob und wie natürlicher Wasserstoff in die Pläne für den Übergang zur Klimaneutralität einbezogen werden soll, ist es wichtig, seinen potenziellen Beitrag zu verstehen und die noch offenen Fragen und Ungewissheiten zu berücksichtigen. Die meisten Interviewpartner:innen halten es für wahrscheinlich, dass natürlicher Wasserstoff für bestimmte dezentrale Anwendungen eine Rolle spielen kann. Regionale Industriezentren, in denen natürlicher Wasserstoff an nahe gelegene Verbraucher geliefert wird, werden als der wahrscheinlichste Anwendungsfall angesehen. Die Meinungen über die Bedeutung von natürlichem Wasserstoff für das Erreichen der Klimaneutralität sind geteilt, aber die meisten Fachleute glauben nicht, dass er ein echter Gamechanger sein wird, sondern eher eines von vielen Puzzleteilen.

Neben der Verfügbarkeit und den Kosten ist die Umweltverträglichkeit ein entscheidendes Kriterium für die Bewertung der potenziellen Rolle von natürlichem Wasserstoff für die Dekarbonisierung. Umfassende Umweltbewertungen, einschließlich Lebenszyklusanalysen, sind erforderlich. Eine korrekte Bilanzierung der Treibhausgasemissionen ist unerlässlich, um festzustellen, ob natürlicher Wasserstoff die Schwellenwerte für die Emissionsreduzierung erfüllt, die in Dekarbonisierungsrahmenwerken der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III über erneuerbare Energien oder der ReFuelEU-Luftfahrtverordnung festgelegt sind. Wenn diese Kriterien erfüllt sind, sollte natürlicher Wasserstoff als kohlenstoffarmer Brennstoff zertifiziert werden können, der auf die gesetzlichen Quoten angerechnet werden kann. Erste fundierte Schätzungen deuten darauf hin, dass die Lebenszyklus-THG-Emissionen mit denen von grünem Wasserstoff vergleichbar sein könnten, was jedoch stark von standortspezifischen Faktoren abhängt. Insbesondere der Umgang mit Methan, das möglicherweise im Gemisch mit natürlichem Wasserstoff vorliegt, ist von entscheidender Bedeutung, da ein Austritt von Methan die Klimabilanz von natürlichem Wasserstoff erheblich verschlechtern würde. Darüber hinaus ist das Verständnis der indirekten Klimaauswirkungen von Wasserstoff nach wie vor begrenzt. Dieses Problem besteht allerdings für alle Wasserstoffarten, nicht nur für natürlichen Wasserstoff. Die indirekten Klimaauswirkungen von natürlichem Wasserstoff sind besonders relevant, wenn die Leckageraten aus den Extraktionsanlagen hoch sind. Technische Leckagen müssen auch in Relation gesetzt werden zu natürlich auftretenden Gasaustritten in die Atmosphäre.

Aus politischer Sicht können mehrere Maßnahmen identifiziert werden, die eine bessere Bewertung von natürlichem Wasserstoff ermöglichen würden, ohne sich vorschnell auf ihn als Pfeiler der Energiewende festzulegen.

- Erstens sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden, um die Erkundung und Gewinnung von natürlichem Wasserstoff ausdrücklich zuzulassen und seinen Status im Berg- und Energierecht zu klären.

- Zweitens scheint die öffentliche Finanzierung der Forschung über geologische Wasserstoffsysteme relativ unumstritten und potenziell vorteilhaft.

Angesichts der zentralen Rolle, die die meisten der vorhandenen Transformations(szenario)studien dem kohlenstoffarmen Wasserstoff in klimaneutralen Energiesystemen zuschreiben, könnte eine zusätzliche und potenziell kostengünstige Quelle für kohlenstoffarmen Wasserstoff den Weg zur Klimaneutralität definitiv erleichtern. Darüber hinaus könnten die aus der Forschung zu natürlichem Wasserstoff gewonnenen Erkenntnisse – wie die Entwicklung wasserstoffbeständiger Materialien oder eine verbesserte Modellierung des Untergrunds – auch anderen Wasserstofftechnologien zugutekommen, insbesondere der unterirdischen Wasserstoffspeicherung.

Eine weitere Low-regret-Maßnahme ist die Sensibilisierung der Öl- und Gasindustrie sowie des Bergbaus für natürlichen Wasserstoff als potenzielle Ressource. Wasserstoff wird in den Standardabläufen der Exploration und Produktion nicht routinemäßig gemessen. Die Förderung der Einbeziehung von Wasserstoff in die Bohrspülgasanalyse sowie andere Mess- und Monitoringverfahren im Untergrund könnte die Datengrundlage über natürliche Wasserstoffvorkommen mit relativ geringen Kosten erheblich verbessern.

Geologische Dienste und vergleichbare Organisationen können die Exploration weiter unterstützen, indem sie vorhandene geologische und geophysikalische Daten zusammenstellen, analysieren und in Form von Prospektivitätskarten zur Verfügung stellen. Solche öffentlich zugänglichen Informationen können Informationsasymmetrien verringern und privaten Akteuren helfen, vielversprechende Gebiete für die Exploration zu identifizieren.

Eine größere Herausforderung stellt die Frage dar, ob und in welchem Umfang öffentliche Mittel Explorationsbohrungen fördern sollten. Bohrungen sind teuer und mit einem hohen projektspezifischen Risiko verbunden, doch sie sind nach wie vor die einzige Methode, um Ergebnisse aus der geologischen Modellierung, geophysikalischen Untersuchungen und geochemischen Messungen zu bestätigen oder zu widerlegen. Ein vielversprechender Ansatz zur Verringerung des Explorationsrisikos ist die Kombination der Exploration von natürlichem Wasserstoff mit der Erkundung anderer unterirdischer Ressourcen, wie zum Beispiel geothermischer Energie. Die Förderung von Explorationsprojekten mit einer starken wissenschaftlichen Komponente könnte gleichzeitig das Wissen über geologische Wasserstoffsysteme erweitern und dazu beitragen, das Potenzial von natürlichem Wasserstoff als Energieressource realistisch einzuschätzen.

In Deutschland werden aufgrund der Geologie bisher keine großen Vorkommen an natürlichem Wasserstoff vermutet, aber einige Forschungsprojekte und Start-ups beschäftigen sich mit der Option, die Exploration mit Geothermie und Helium in dezentralen Anwendungsfällen zu kombinieren. Der wichtigste Schritt in Deutschland war die Anerkennung von Helium und Wasserstoff als bergfreie Rohstoffe mit dem kürzlich in Kraft getretenen Wasserstoffbeschleunigungsgesetz. Dies hat zur Folge, dass für die Erkundung und den Abbau von Wasserstoffvorkommen keine Genehmigung der Grundstückseigentümer mehr erforderlich ist, was die Kosten und den Aufwand für die Explorationsunternehmen erheblich reduzieren wird. Darüber hinaus könnte es ratsam sein, Forschungsprogramme zu finanzieren, um unabhängige, wissenschaftlich gesicherte Daten zu erhalten, die mehr Aufschluss über das Potenzial der Ressource geben.

Schließlich kann man sich angesichts der derzeitigen Ungewissheit nicht darauf verlassen, dass natürlicher und stimulierter Wasserstoff entscheidend zum Übergang zu Netto-Null-Emissionen beitragen kann. Andere kohlenstoffarme Wasserstoffoptionen, insbesondere grüner Wasserstoff, sowie die Elektrifizierung müssen in jedem Fall ausgebaut werden, um die Klimaziele zu erreichen. Nur wenn große, wirtschaftlich nutzbare Vorkommen von natürlichem Wasserstoff entdeckt werden und ihre Umweltverträglichkeit nachgewiesen ist, sollte natürlicher Wasserstoff als zusätzlicher Baustein in langfristige Transformationsstrategien integriert werden.

## A Anhang

### A.1 Bildung von natürlichem Wasserstoff im Untergrund

Abbildung 7 gibt einen Überblick über Prozesse im Untergrund, bei denen Wasserstoff gebildet wird.

**Hydratations- oder Oxidationsreaktionen bestimmter eisenhaltiger Gesteinsarten** werden von vielen Fachleuten als eine der wichtigsten Quellen für potenziell abbaubare natürliche Wasserstoffvorkommen angesehen. Die Reaktionen erfordern Wasser und können in verschiedenen eisenhaltigen Gesteinen wie Fe-Silikaten, Fe-Karbonaten und Fe-Oxiden stattfinden. Unter diesen Reaktionen ist die **Serpentinisierung** einer der am intensivsten untersuchten Prozesse in der wissenschaftlichen Literatur. Dabei handelt es sich um die Hydratation und Oxidation von ultramafischem Gestein<sup>8</sup>, genauer gesagt Peridotiten, die hauptsächlich aus Olivin bestehen. Die Reaktion führt zur Bildung von Serpentinmineralen, Magnetit und molekularem Wasserstoff. Die weltweit größten Aufschlüsse von ultramafischem Gestein befinden sich auf den präkambrischen **Kratonen**. [5] Ein weiteres typisches geologisches Umfeld, das für Serpentinisierung bekannt ist, findet sich an Plattengrenzen, insbesondere entlang des mittelozeanischen Rückens, wo Meerwasser mit aus dem Mantel stammenden Peridotiten reagiert. [1] Fachleute betrachten solche marinen Umgebungen jedoch aufgrund ihrer Abgeschiedenheit und großen Wassertiefen sowie der damit verbundenen technischen Herausforderungen für die industrielle Gewinnung von natürlichem Wasserstoff als ungeeignet. Für die kommerzielle Exploration werden kontinentale Umgebungen als günstiger angesehen. In kompressionsgeprägten Gebirgsgürteln wie den Pyrenäen und den Alpen können exhumiertes **Mantelgestein** oder ophiolitische Komplexe vorkommen, die potenziell geeignete Protolithen (Ausgangsgesteine) für die serpentinisierungsgetriebene Wasserstofferzeugung darstellen. Die Serpentinisierungsreaktion ist stark **temperaturabhängig**. In ihrem optimalen Temperaturbereich von 200 bis 350 °C ist sie eine relativ schnelle Reaktion auf geologischen Zeitskalen. [101] Solche Temperaturen sind unter durchschnittlichen kontinentalen geothermischen Gradienten jedoch typischerweise in großen Tiefen von 7 bis 10 Kilometern zu finden. [1] Im Gegensatz dazu weisen viele Peridotitgesteine auf Kontinenten, wie Ophiolite, eine maximale Tiefe von 3 bis 5 Kilometern auf. [8]

Ein weiteres Verfahren, das als vielversprechend für die großtechnische Gewinnung von natürlichem Wasserstoff gilt, ist die **Radiolyse**. Bei diesem Verfahren wird Wasser durch die ionisierende Strahlung, die beim radioaktiven Zerfall von Elementen wie Uran, Thorium und Kalium entsteht, in Wasserstoff und eine oxidierte Spezies ( $O_2$  oder  $H_2O_2$ ) gespalten. Die Radiolyse tritt daher vor allem in Gesteinen auf, die mit diesen radioaktiven Elementen angereichert sind, darunter Steinsalz und Granit. [1] Da die Radiolyse von den Zerfallsraten der radioaktiven Elemente abhängt, verläuft sie wesentlich langsamer als die Serpentinisierung. In geologischen Zeiträumen können sich jedoch erhebliche Mengen an Wasserstoff ansammeln, wenn Verluste durch Migration und Abbauprozesse begrenzt sind. Neben Wasserstoff entsteht beim radiogenen Zerfall von Uran und Thorium auch Helium. Dies macht die Koproduktion von Helium und Wasserstoff potenziell interessant (siehe Abschnitt 4.1).

**Die Wasserstofferzeugung durch thermische Zersetzung von Kerogen und Kohlenwasserstoffen** ist ebenfalls Gegenstand laufender Forschungsarbeiten. [102; 103] Obwohl Laborexperimente gezeigt haben, dass Wasserstoff beim Hochtemperatur-Cracken von organischem Material entstehen kann, bleibt die Bedeutung dieses Mechanismus für die Bildung potenzieller kommerziell nutzbarer Wasserstoffansammlungen

<sup>8</sup> Ultramafische Gesteine sind magmatische Gesteine mit einem Siliziumdioxidgehalt von weniger als 45 Prozent. Der Erdmantel besteht größtenteils aus ultramafischen Gesteinen. Peridotite sind eine Art von ultramafischem Gestein und das häufigste Gestein im oberen Erdmantel. Sie bestehen hauptsächlich aus den Mineralen Olivin (einem Magnesium-Eisen-Silikat) und Pyroxen.

ungewiss. [8] Wasserstoff wird in der Regel bei der Bildung von Kohlenwasserstoffen verbraucht, was die verfügbare Netto-Wasserstoffmenge aus organisch reichem Ausgangsgestein begrenzen kann. [8]

Es gibt mehrere **weitere abiotische Prozesse, bei denen Wasserstoff entsteht**, die jedoch im Allgemeinen lediglich ein begrenztes Potenzial für die industrielle Gewinnung von natürlichem Wasserstoff haben. In Laborexperimenten wurde nachgewiesen, dass Wasserstoff durch mechanoradikale<sup>9</sup> Reaktionen während der **mechanischen Frakturierung von Gestein** erzeugt wird. [104] Dieser Prozess findet möglicherweise entlang aktiver Verwerfungen statt, wo durch die Gesteinsverformung frische Mineraloberflächen und reaktive Radikale entstehen. Es ist ungewiss, wie viel Wasserstoff durch diesen Prozess in der Natur erzeugt wird und ob er wesentlich zur Bildung von potenziell nutzbaren Ansammlungen beiträgt. [8] Mantelentgasung, **vulkanische Aktivitäten entlang tiefer Verwerfungen**, hydrothermale Quellen und die Entgasung von SO<sub>2</sub> unter niedrigem Druck können ebenfalls Wasserstoff erzeugen, werden aber nicht als relevant für eine potenzielle kommerzielle Gewinnung angesehen. [1; 4 und Literaturangaben darin]

Einige Forschende vertreten die Ansicht, dass **aus dem tiefen Erdmantel aufsteigende Fluide** eine potenziell große Wasserstoffquelle darstellen könnten. [10] Dies ist jedoch hypothetisch und umstritten. Die zugrunde liegende Hypothese der „Primordial Hydridic Earth“, [105] die eine großräumige Wasserstoffausgasung aus dem tiefen Erdinneren postuliert, wird nicht von Peer-Review-geprüfter Fachliteratur gestützt. Zwar kann molekularer Wasserstoff im tiefen Erdmantel vorkommen, doch zeigen thermodynamische Gleichgewichtsanalysen, dass Wasserstoff bei Drücken und Temperaturen, die einer Tiefe von weniger als 90 Kilometern entsprechen, hauptsächlich in Form von Wasser vorliegt. [8; 106; 107] Dies bedeutet, dass freier molekularer Wasserstoff während des Aufstiegs durch den oberen Erdmantel und die Kruste wahrscheinlich nicht stabil bleibt. In unterschiedlichen geologischen Umgebungen, die typischerweise für eine kommerzielle Förderung von natürlichem Wasserstoff infrage kommen, wurden die mit Wasserstoff assoziierten Edelgase durch isopenchemische Analysen untersucht. Dabei wurden keine Hinweise auf einen Ursprung im Erdmantel gefunden.<sup>10</sup> [7; 4] Die Arbeitsgruppe der britischen Royal Society zu natürlichem Wasserstoff kam zu dem Schluss, dass „die veröffentlichte Datenlage nicht für eine wahrscheinliche Existenz eines endlosen Vorrats an natürlichem Wasserstoff spricht, der aus tiefen Mantelquellen stammt und sich in zugänglichen oberflächennahen Reservoirs anreichert, die sich für eine wirtschaftliche Nutzung eignen.“ [4, S. 7] Ein wissenschaftliches Papier von Mitgliedern einer Arbeitsgruppe der Internationalen Energieagentur IEA kommt zu einem ähnlichen Ergebnis: „Es kann nicht völlig ausgeschlossen werden, dass potenziell aus dem Erdmantel stammender Wasserstoff in der Erdkruste vorliegen könnte, aber die vorliegenden Daten deuten darauf hin, dass die Bildung nennenswerter Ansammlungen ziemlich unwahrscheinlich ist.“ [8, S. 5]

Wasserstoff kann auch durch verschiedene **mikrobielle** Stoffwechselprozesse erzeugt werden, darunter Fermentation, Stickstofffixierung und Acetatoxidation. Natürliche mikrobielle Prozesse werden zwar nicht als relevant für die Wasserstoffgewinnung im industriellen Maßstab angesehen, doch gibt es Forschungsarbeiten zur Einbringung von Mikroben wie Purpur-Nichtschwefelbakterien in unterirdische Umgebungen, um die Wasserstoffbildung zu stimulieren. [1] Für die Bewertung natürlicher Wasserstoffressourcen ist mikrobieller Wasserstoff relevant, da er bei Bodengasmessungen mit geologisch gebildetem Wasserstoff verwechselt werden kann. Dies kann zu falschen Rückschlüssen auf abbaubare Wasserstoffvorkommen führen. [8]

---

<sup>9</sup> Mechanoradikale sind freie Radikale, die entstehen, wenn chemische Bindungen in einem Festkörper durch mechanische Kräfte wie Scherung aufgebrochen werden.

<sup>10</sup> Die Bezeichnung „Ursprung im Erdmantel“ bezieht sich auf Wasserstoff, der direkt aus dem Mantel aufsteigt. Es ist unumstritten, dass Wasserstoff durch Serpentinisierung aus Gesteinen entsteht, die sich einst im Erdmantel befanden, jetzt aber in der Kruste liegen, wie Mantelkeile und Kimberlite.

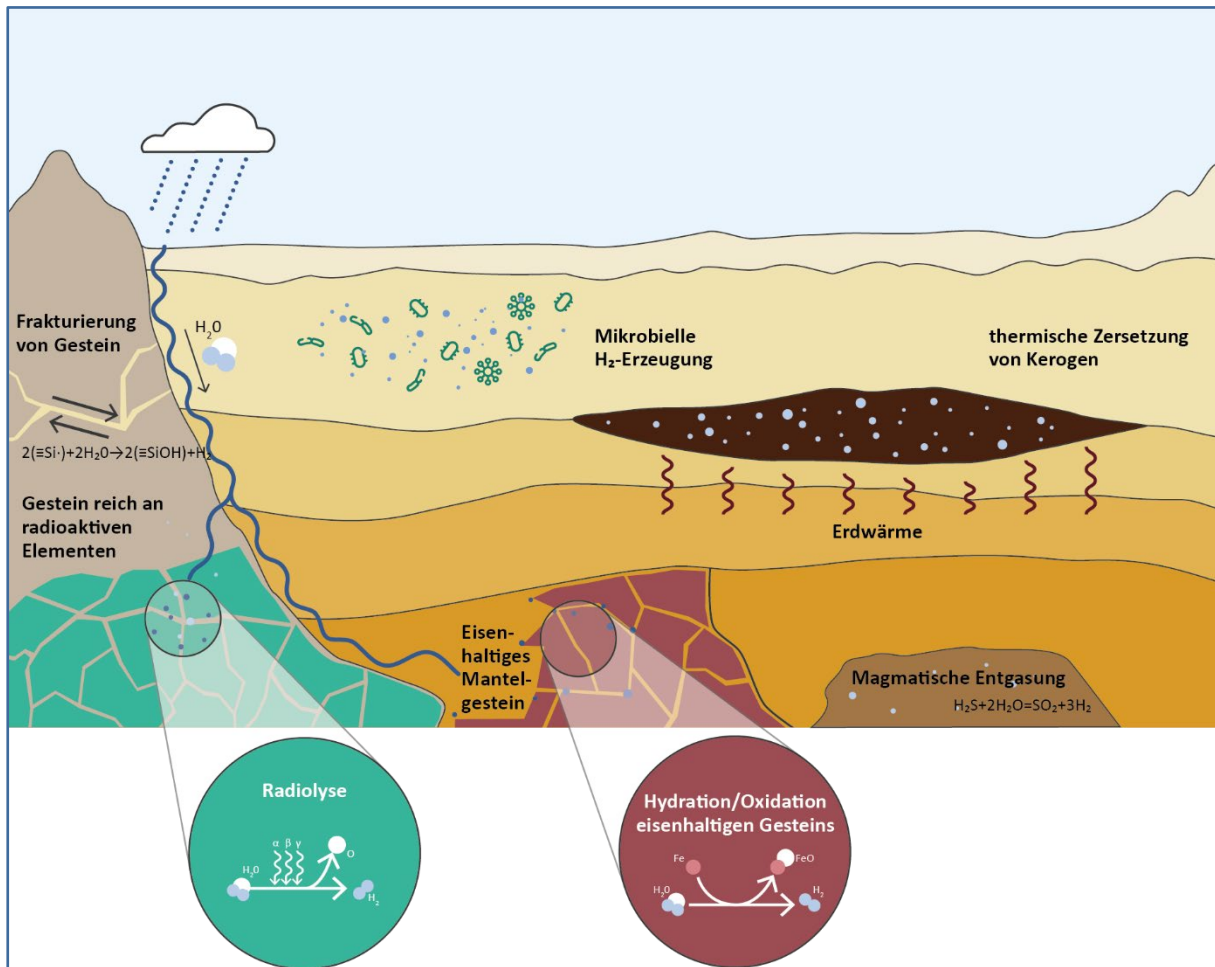


Abbildung 7: Prozesse der Wasserstoffbildung im Untergrund – eine Reihe von abiotischen und mikrobiellen Prozessen erzeugen Wasserstoff, aber nur wenige Prozesse scheinen ein Potenzial für die Wasserstoffgewinnung im industriellen Maßstab zu bieten. Quelle: eigene Darstellung.

## A.2 Migration, Ansammlung und Lebensdauer im Untergrund

Neben der Wasserstoffentstehung ist es wichtig zu verstehen, wie und wohin Wasserstoff aus dem Ausgangsgestein wandert, ob er sich in wirtschaftlich gewinnbaren Mengen ansammelt oder zur Oberfläche diffundiert und wie schnell er durch chemische Reaktionen und/oder mikrobiellen Verbrauch abgebaut wird. Die Unsicherheiten bei diesen Prozessen sind noch größer als bei der Wasserstoffentstehung. Infolgedessen gibt es derzeit keinen wissenschaftlichen Konsens über die erwartete Verbreitung, das Volumen und die Wasserstoffkonzentrationen von Lagerstätten oder die typische Tiefenverteilung natürlicher Wasserstoffansammlungen.

Derzeit werden **zwei grundsätzlich unterschiedliche Arten von Wasserstoffsystemen** diskutiert: **sich kontinuierlich nachfüllende, kurzfristige Systeme** und **langfristige Akkumulationssysteme**, bei denen Wasserstoff in einem Reservoir eingeschlossen und gespeichert wird. [8] Auch Mischformen zwischen diesen beiden Systemen sind denkbar. Langfristige Akkumulationssysteme sind konzeptionell analog zu konventionellen Kohlenwasserstoffsystemen, sodass etablierte Explorations- und Erschließungsmodelle aus der Öl- und Gasindustrie prinzipiell angepasst und verwendet werden können.

Systeme, die kontinuierlich nachgefüllt werden, würden eine fortlaufende Bildung von Wasserstoff erfordern, die den Verlusten durch Wasserstoffaustritte in die Atmosphäre, Diffusion sowie biotischen und abiotischen Verbrauch entspricht oder diese übersteigt. Solche Systeme könnten als erneuerbar in menschlichen Zeitmaßstäben angesehen werden, wenn Wasserstoff schnell genug gebildet wird, um eine menschliche Entnahme in relevantem Umfang zu kompensieren (siehe Infobox S. 15). Da die relevanten Wasserstoffbildungsprozesse wie Serpentinisierung und Radiolyse in natürlichen Systemen nur langsam ablaufen, wird dies als unwahrscheinliches Szenario betrachtet. [8] Darüber hinaus liegen die gemessenen Durchflussraten und Konzentrationen von natürlichem Wasserstoff in der Regel weit unterhalb der Werte, die nach technisch-ökonomischen Bewertungen für eine wirtschaftliche Rentabilität erforderlich sind. [9]

Einige Forschungsarbeiten befassen sich mit der Frage, ob es sich bei bekannten Wasserstoffsystemen wahrscheinlich um kontinuierlich nachfüllende Systeme oder um Akkumulationssysteme handelt. [8 und Literaturangaben darin] Für die Chromitmine Bulqizë in Albanien, wo über mehrere Jahre ein Durchfluss von 200 Tonnen pro Jahr aufgezeichnet wurde, deuten Massenbilanzüberlegungen darauf hin, dass die gegenwärtige Serpentinisierung allein die beobachteten Durchflussraten nicht aufrechterhalten kann. Ausgehend von der Modellierung des Gasanteils ( $N_2$  |  $CH_4$  | He) könnte das System seit etwa 26.000 Jahren aktiv sein. [108; 109] In Bezug auf das Feld in Bourakébougou, Mali (siehe Infobox), wurde gezeigt, dass der Druck trotz der Entnahme von Wasserstoff nicht abnahm. Während einige Forschende dies als Beweis für eine schnelle, kontinuierliche Wasserstoffbildung interpretieren, halten andere diese Erklärung für spekulativ, da Bildungsgeschwindigkeiten, die ausreichen, um eine industrielle Gewinnung aufrechtzuerhalten, nur schwer mit bekannten geologischen Prozessen in Einklang zu bringen sind. Alternative Interpretationen gehen davon aus, dass die oberflächennahe Lagerstätte aus tieferen Lagerstätten gespeist wird [4] oder der Wasserstoff hauptsächlich im Formationswasser gelöst ist, von wo aus er in kleine Gaskammern freigesetzt wird. [37] Es ist wichtig zu beachten, dass die Anreicherung eines oberflächennahen Reservoirs aus tieferen Quellen nicht zwangsläufig auf ein sich selbst auffüllendes System schließen lässt, das durch schnelle, kontinuierliche Wasserstoffbildung gespeist wird. Vielmehr kann es sich um eine Umverteilung zuvor akkumulierten Wasserstoffs innerhalb eines größeren Systems handeln.

In der Erdöl- und Erdgasexploration wird das Konzept eines Petroleumsystems verwendet, um die wesentlichen geologischen Elemente und Prozesse zu beschreiben, die für die Akkumulation von Kohlenwasserstoffen erforderlich sind. Es umfasst ein Ausgangsgestein, Migrationspfade, ein Speichergestein (Reservoir) sowie eine Deckschicht. Eine geometrische und stratigrafische Konfiguration, in der Reservoir und Deckschicht zusammenwirken, um eine Ansammlung von Kohlenwasserstoffen zu ermöglichen, wird als Falle bezeichnet. Dieses Modell lässt sich auch auf die Analyse von Wasserstoffsystemen mit Langzeitakkumulation anwenden.

Das **Ausgangsgestein** bildet Wasserstoff, die entsprechenden Prozesse wurden im vorherigen Abschnitt erörtert.

**Transportmedien** sind Strukturen oder Fluide, durch die Wasserstoff vom Ausgangsgestein wegwandern kann, zum Beispiel durchlässige Sedimente oder Risse im Gestein. Im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen ist Wasserstoff ein sehr kleines und reaktives Molekül. Sobald Wasserstoff entstanden ist, migriert er wahrscheinlich durch Diffusion, Advektion in der Gasphase oder gelöst in einer Flüssigkeit aus dem Ausgangsgestein hinaus und von ihm weg. [1; 8] Diffusion erfolgt entlang von Konzentrationsgradienten und ist von Natur aus eher multidirektional als unidirektional. Dies führt dazu, dass Wasserstoff diffus verteilt wird, und dürfte bei diesem eine viel größere Rolle spielen als bei Erdgas. Im Gegensatz dazu ermöglicht die Advektion

eine gezielte Migration entlang durchlässiger Leitbahnen wie Brüchen, Verwerfungen oder porösen Schichten. Natürlicher Wasserstoff kann als freies Gas oder gelöst im Grundwasser vorkommen. Da die Löslichkeit von Wasserstoff in Wasser mit der Tiefe zunimmt, kann er in Wasser gelöst entlang von Aquiferen wandern und bei abnehmendem Druck in geringerer Tiefe **ausgasen** und so Gasansammlungen bilden oder in die Atmosphäre entweichen.

**Speichergestein** zeichnet sich durch eine ausreichend hohe Porosität aus, die Porenraum für die Gasspeicherung bietet, sowie durch eine ausreichende Permeabilität, das heißt, die Porenräume sind miteinander verbunden und ermöglichen so den Durchfluss von Fluiden. Zu den typischen Speichergesteinen **gehören poröse** Sandsteine sowie geklüftete Gesteine wie Karbonate oder kristallines Grundgestein mit gut entwickelten Kluftsystemen. Das Speichergestein wird auch als Reservoir bezeichnet.

**Die Deckschicht** ist ein Gestein mit geringer Durchlässigkeit, das eine Barriere über der Lagerstätte bildet und verhindert, dass der Wasserstoff entweicht. Mögliche Deckgesteine sind Ton [1] und Steinsalz. [110] Aufgrund der geringen Größe der Wasserstoffmoleküle sind Diffusionsprozesse viel relevanter als bei Erdgas, und die Durchlässigkeit der Deckschicht muss sehr gering sein, um den Wasserstoff über geologische Zeiträume hinweg an Ort und Stelle zu halten. Typische Deckgesteine von Petroleumsystemen wie Tonsteine und Schiefer eignen sich möglicherweise nicht für Wasserstoff [110]: Erstens sind ihre Porengrößen und Kluftöffnungen womöglich zu groß, um Wasserstoff aufzunehmen. Zweitens hat sich gezeigt, dass die Einwirkung von Wasserstoff ihre Porosität und Permeabilität erhöhen und damit die Dichtungsintegrität beeinträchtigen kann. [110]

Damit sich Wasserstoffansammlungen bilden und bestehen bleiben können, ist eine **Falle** erforderlich, das heißt eine geologische Konfiguration, in der ein Speichergestein und eine wirksame Abdichtung zusammenwirken, um eine weitere Migration zu verhindern. Auf einer geologischen Zeitachse muss die Falle bereits an Ort und Stelle gewesen sein, als die Wasserstoffbildung stattfand, und sie muss bis heute intakt geblieben sein.

In der folgenden Infobox werden einige Beispiele für geologische Umgebungen vorgestellt, die ökonomisch vielversprechende natürliche Wasserstoffsysteme in Europa beherbergen könnten.

#### Infobox: Natürlicher Wasserstoff in Europa – vielversprechende geologische Umgebungen

Wie die vorangegangenen Ausführungen zu Wasserstoffsystemen zeigen, müssen mehrere Faktoren zusammenkommen, um die Entstehung und Ansammlung von natürlichem Wasserstoff zu ermöglichen: ein Ausgangsgestein, Wasser (für die Serpentinisierung und Radiolyse) und Migrationspfade zu einem geeigneten Speichergestein, welches mit einem darüber liegenden Deckgestein eine Fallenstruktur bildet. Wasserstofffunde wurden in einer Reihe von geologischen Umgebungen dokumentiert, darunter Peridotite in Ophiolithkomplexen, kristalline Gesteine magmatischen und metamorphischen Ursprungs sowie Karbonate und Sandsteine in Sedimentbecken. [8] Dies zeigt, dass verschiedene geologische Umgebungen geeignete Bedingungen bieten können.

In Europa wurden mehrere vielversprechende Regionen ermittelt: Ein Projekt zur Kartierung der Prospektivität (noch nicht im Peer Review begutachtet), bei dem geologische Indikatoren für die Wasserstoffbildung, die Qualität der Speichergesteine und die Abdichtungskapazität von Deckgesteinen berücksichtigt wurden, hat vielversprechende Regionen in Ungarn, Dänemark, Polen, Serbien sowie Teilen Frankreichs und Nordmazedoniens identifiziert. [41] Die Analyse zeigt auch, dass einige Regionen trotz eines hohen Potenzials für die Wasserstoffbildung eine geringe Prospektivität aufweisen, weil geeignete Speicher- und Deckgesteine fehlen. [41]

Kompressive tektonische Umgebungen wie Gebirgszüge, die sich nach der Schließung von Riftbecken gebildet haben, könnten Wasserstoffvorkommen beherbergen. In Europa bieten die Pyrenäen, die Alpen und einige Regionen auf dem Balkan, insbesondere Teile der Dinariden, möglicherweise günstige Bedingungen: Diese Regionen enthalten Mantelgestein, das durch plattentektonische Bewegungen nahe an die Erdoberfläche gebracht wurde und als potenzielles Ausgangsgestein für die natürliche Wasserstoffbildung durch Serpentinisierung dienen kann. Je nach Überdeckungstiefe und geothermischem Gradienten können sich diese Gesteine in Temperaturbereichen befinden, die eine effiziente Serpentinisierung begünstigen. [101] Die hohe Topografie des Gebirges kann eine tiefe Zirkulation von meteorischem<sup>11</sup> Wasser ermöglichen, was den Kontakt zwischen Wasser und potenziellem Ausgangsgestein für die Wasserstoffbildung verstärken kann. [111] Anschließend könnte der entstandene Wasserstoff in die angrenzenden Vorlandbecken des Gebirges wandern, die reichlich potenzielle Speicher- und Deckgesteine bieten, in denen sich der Wasserstoff ansammeln könnte. [112]

Eine weitere geologische Umgebung, die die Anreicherung von natürlichem Wasserstoff begünstigen kann, sind intrakratonische Sedimentbecken. Hier kann Wasserstoff durch Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen entstehen, darunter die Oxidation von Fe<sup>2+</sup>-haltigen Mineralien und die Radiolyse von Wasser durch den radioaktiven Zerfall von Uran, Thorium und Kalium in Grundgebirgsgesteinen. Letztere Reaktion kann über geologische Zeiträume auch Helium produzieren. Das norddeutsche Becken und das größere, mitteleuropäische Beckensystem sind potenzielle Beispiele einer solchen geologischen Umgebung. Mächtige Sedimentabfolgen, die auf kristallinen Grundgebirgen aufliegen, können geeignete Reservoirs bilden, wie beispielsweise Sandsteine aus dem Perm (Rotliegend) oder aus der Trias. Als wirksame regionale Deckgesteine können zum Beispiel Zechstein-Evaporiten dienen. Im Grundgebirge verwurzelte Verwerfungssysteme können Migrationswege bieten, über die in der Tiefe gebildeter Wasserstoff und Helium in darüber liegende Sedimentreservoirs gelangen können. Dort könnten sich die Gase in strukturellen oder stratigrafischen Fallen ansammeln. Die Region wurde in der Vergangenheit von der Erdölindustrie intensiv untersucht und wird derzeit auf Heliumvorkommen erkundet, aber bisher wurden keine Funde hoher Wasserstoffkonzentrationen dokumentiert.

Das Volumen von Wasserstoffvorkommen hängt entscheidend davon ab, wie lange Wasserstoff erhalten bleibt. Einmal entstandener Wasserstoff kann durch chemische Reaktionen (zum Beispiel Methanogenese), physikalische Prozesse (zum Beispiel Adsorption an Kohle oder Ton) sowie durch biologischen Verbrauch durch Mikroorganismen dezimiert werden. Modellierungsergebnisse deuten darauf hin, dass der **biologische Verbrauch** einen großen Einfluss auf das Wasserstoffpotenzial hat. [10] Dies wird anhand zahlreicher

<sup>11</sup> Meteorisches Wasser bezeichnet Wasser aus Niederschlägen, welches in den Boden eindringt.

Fallstudien in wasserstoffproduzierenden Systemen bestätigt [4] Die mikrobielle Aktivität hängt sehr stark von lokalen Bedingungen wie Salzgehalt sowie Nährstoff- und Wasserverfügbarkeit ab und kann daher stark schwanken. An Orten, an denen meteorisches Wasser durch durchlässige Kluftsysteme zirkulieren kann, ist die mikrobielle Aktivität häufig erhöht. [113] Fallstudien zeigen, dass in einigen Fällen bis zu 90 Prozent des erzeugten Wasserstoffs biologisch abgebaut werden können [10 und Literaturangaben darin; 114] Mehrere unserer Interviewpartner:innen vermuten, dass oberflächennahe Wasserstoffvorkommen aufgrund des hohen biologischen Abbaus in den meisten Fällen relativ klein sind. Große Wasserstoffvorkommen könnten sich auf größere Tiefen von mindestens 4 bis 5 Kilometern beschränken, wo aufgrund der Temperaturen von über 122 °C keine Wasserstoff verbrauchenden Mikroorganismen leben. [8] Andere vermuten, dass die mikrobielle Aktivität unter günstigen Bedingungen in einigen Hundert Metern Tiefe bereits nachlässt und dass auch in dieser geringen Tiefe tatsächlich große Vorkommen existieren.

Natürlicher Wasserstoff liegt in der Regel im **Gemisch mit anderen Gasen** vor, häufig mit Stickstoff und Methan. Natürlicher Wasserstoff, der durch Radiolyse entsteht, kommt oft zusammen mit Helium vor. In geothermischen Systemen können auch Kohlendioxid und H<sub>2</sub>S vorhanden sein. Bei aktiver Serpentinisierung herrschen stark alkalische Bedingungen; CO<sub>2</sub> wird in der Regel durch Karbonatausfällung aus der Lösung entfernt und ist daher oft nicht oder nur in geringen Mengen vorhanden. In den meisten dokumentierten Funden liegen die Wasserstoffkonzentrationen bei unter 20 Prozent. Vereinzelt wurden jedoch auch Funde mit Wasserstoffkonzentrationen von über 80 Prozent und in seltenen Fällen sogar von über 95 Prozent berichtet.

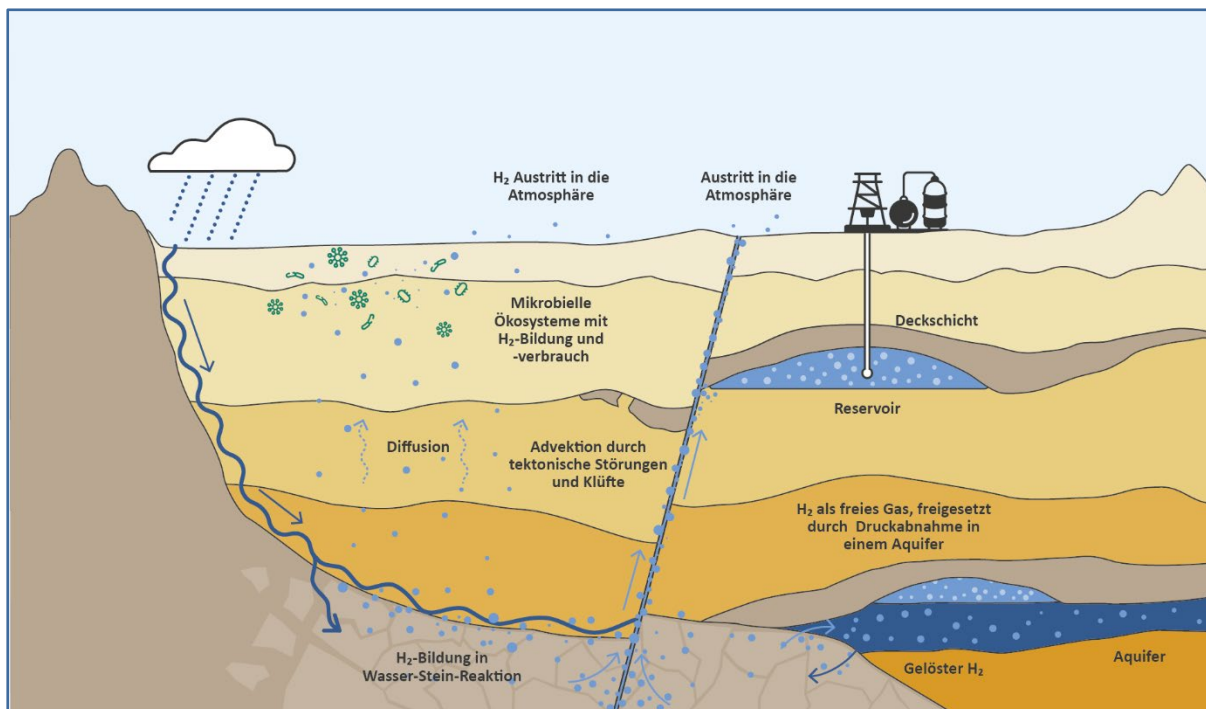


Abbildung 8: Schematische Darstellung von natürlichen Wasserstoffsystemen: Wasserstoffbildung, Migrationsmechanismen, Ansammlung und Verbrauch. Quelle: eigene Darstellung.

### A.3 Quantitative Schätzungen natürlicher Wasserstoffvorkommen

Da es keine zuverlässigen Daten über die natürlichen Wasserstoffressourcen oder -reserven gibt, werden die geschätzte jährliche Wasserstoffbildung und der Wasserstoffaustritt an die Oberfläche häufig als Indikatoren erster Ordnung für das globale Wasserstoffpotenzial verwendet. Die Schätzungen beruhen auf aggregierten Messdaten von Wasserstofffunden, die in der Literatur berichtet werden, und/oder auf Modellierungen. Die jährliche Wasserstoffbildungsrate übersteigt die jährliche Austrittsrate in die Atmosphäre um den Anteil, der durch Mikroben und chemische Reaktionen verbraucht wird, um den Anteil, der sich in Reservoiren ansammelt, und um den Anteil von Leckagen aus Reservoiren (siehe Abbildung 8).

Die Schätzungen der jährlichen Austritte in die Atmosphäre und der jährlichen Wasserstoffentstehung gehen in der wissenschaftlichen Literatur weit auseinander. Auf der Grundlage einer Literaturrecherche schätzt die Royal Society, dass weltweit bis zu 0,74 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr aus dem Festland an die Oberfläche gelangen. In dieser Schätzung sind vulkanische Gasflüsse nicht enthalten, da diese wahrscheinlich nicht kommerziell genutzt werden können. [4] Ein viel beachteter Aufsatz von Zgonnik, der sich auf dokumentierte Wasserstofffunde stützt und Daten aus dem ehemaligen Ostblock berücksichtigt, die bisher wenig Beachtung fanden, geht von einem kumulativen jährlichen Wasserstofffluss von 23 Millionen Tonnen aus allen geologischen Quellen aus. [20] Die Publikation wurde jedoch wegen Doppelzählungen kritisiert. [4] Sie schließt auch Wasserstoff in der ozeanischen Kruste ein, der wahrscheinlich nicht wirtschaftlich nutzbar ist. [4]

Es sei darauf hingewiesen, dass weder die jährliche Wasserstoffbildung noch der jährliche Austritt in die Atmosphäre verlässliche Indikatoren für die Menge an natürlichem Wasserstoff sind, die potenziell aus akkumulierten natürlichen Wasserstoffsystemen gewonnen werden könnte. Falls es kontinuierlich nachfüllende Kurzzeitsysteme (siehe Abschnitt A.2) geben sollte, wären die jährliche Wasserstoffbildung und die Austrittsraten in der Tat wichtige Indikatoren für ihr Produktionspotenzial. Bei langfristigen Akkumulationssystemen ist jedoch der wichtigste Faktor für eine mögliche kommerzielle Nutzung, wie viel Wasserstoff sich in zugänglichen Reservoiren angesammelt hat und erhalten geblieben ist. Auf der Grundlage einer umfassenden Literaturrecherche kommt die britische Royal Society zu dem Schluss, dass die Menge des in Reservoiren eingeschlossenen Wasserstoffs aufgrund unzureichender Daten über den Untergrund und der begrenzten Anzahl gut dokumentierter Wasserstofffunde nicht quantifiziert werden kann.

Ein Modellansatz zur Schätzung der weltweiten natürlichen Wasserstoffansammlungen im Untergrund wurde von Ellis und Gelman vorgestellt. [10] Ihre Ergebnisse führen zu einer Schätzung der vorhandenen Ressourcen, die von einem Minimum von etwa 1.000 Millionen Tonnen bis zu einem Maximalwert reicht, der um sieben Größenordnungen höher liegt. Die Autor:innen geben indes keine Schätzung darüber ab, wie viel von dieser Gesamtressource für eine Nutzung zugänglich wäre. Die jährliche Wasserstoffbildung, die ein Eingangsparameter für die Modellrechnungen ist, liegt zwischen 25 Millionen Tonnen pro Jahr und 25.000 Millionen Tonnen pro Jahr. Die untere Grenze entspricht früher veröffentlichten Schätzungen wie denen von Zgonnik aus dem Jahr 2020. [20] Die obere Grenze beinhaltet jedoch spekulative Beiträge aus tiefen (Mantel-)Quellen. [10] Der daraus resultierende jährliche Fluss an die Oberfläche reicht von 1 Million Tonnen pro Jahr bis zu 1.000 Millionen Tonnen pro Jahr. Das Modell ermöglicht es, den Einfluss von Parametern wie Wasserstoffbildung, mikrobiellem Verbrauch und Verweilzeit des Wasserstoffs auf die Ressourcenmenge zu analysieren. Die Tatsache, dass die Spannweite sowohl der Eingangsparameter als auch der resultierenden Ressourcenmenge mehrere Größenordnungen umfasst, verdeutlicht jedoch die erheblichen Unsicherheiten. Daher erlaubt das Modell zwar die Untersuchung möglicher Szenarien, aber keine robusten Schlussfolgerungen hinsichtlich des Ressourcenpotenzials von natürlichem Wasserstoff.

#### A.4 Produktionskosten

Es wurden nur wenige Schätzungen der Produktionskosten von natürlichem Wasserstoff veröffentlicht. Einige dieser Studien basieren auf bestehenden Reservoiren/Bohrungen, während andere allgemeiner gehalten sind und nicht bestehende Standorte als Ausgangsbasis nehmen. Es zeigt sich, dass die Parameter Gaszusammensetzung, Fördermenge, Bohrlochtiefe, Förderdruck, Wasserstoffreinheit, Skaleneffekte und Transport des Wasserstoffs die Kosten stark beeinflussen.

Musa et al. bewerten die Kosten der Wasserstoffproduktion aus einer hypothetischen Sandsteinlagerstätte in Australien in einer Tiefe von 1.000 Metern. Die Wasserstoffkonzentration wird mit 83 Prozent angenommen, während der Rest des Gases hauptsächlich aus Stickstoff besteht. Über einen Zeitraum von 30 Jahren wird eine Durchflussmenge von 13.400 Tonnen pro Jahr gewonnen. Einschließlich der Wasserstoffreinigung betragen die Gesteinskosten für Wasserstoff 1,97 US-Dollar pro Kilogramm. [49] Es ist zu beachten, dass sich diese Kostenschätzung auf ein sehr oberflächennahes Reservoir bezieht und eine größere Tiefe die Kosten wahrscheinlich erheblich erhöhen würde.

Patonia et al. schätzen die Produktionskosten auf der Grundlage von Daten aus der Testbohrung in Bourakébougou, Mali. [48] Für ihre Berechnung gehen sie davon aus, dass anderswo größere Vorkommen mit ähnlich günstigen Bedingungen wie in Bourakébougou – sehr hohe Wasserstoffkonzentration in einem oberflächennahen Reservoir (siehe Infobox Bourakébougou) – existieren. Ihre Schätzungen reichen von 1,94 US-Dollar pro Kilogramm bei einer Fördermenge von 2.880 Tonnen pro Jahr bis zu 5,51 US-Dollar bei einer Fördermenge von 480 Tonnen pro Jahr. Die angenommenen Fördermengen sind 10 bis 60 Mal so hoch wie die des Bourakébougou-Felds.

Im Anschluss an die oben genannte Studie verwendeten Lin et al. [50] die Daten der Testbohrung in Bourakébougou, Mali, zur Berechnung der Gesteinskosten (LCOH) und zur Analyse der geschätzten Transportkosten. In ihrer Schlussfolgerung betonten sie die Bedeutung der Parameter Anlagengröße und Transportkosten. Während sie bei einer Produktion von 1,3 Tonnen pro Tag (ca. 475 Tonnen im Jahr) einen LCOH von 6,82 US-Dollar pro Kilogramm errechneten, könnten die LCOH bei einer Steigerung der Produktion auf 8 Tonnen pro Tag (ca. 2.920 Tonnen im Jahr) um mehr als 60 Prozent gesenkt werden. Die Transportkosten hängen ebenfalls von der Fördermenge, aber auch von der Entfernung zum Markt und der Verfügbarkeit von Infrastrukturen ab. Für kleine Projekte mit einer Produktion von weniger als 6 Tonnen pro Tag ( $\approx 2.190$  Tonnen im Jahr) ohne Anschluss an eine allgemeine Transportinfrastruktur ist der Transport von Druckwasserstoff per LKW die einzige praktikable Option, die je nach Entfernung etwa 0,30 bis 2,50 US-Dollar pro Kilogramm kostet. Bei mittleren bis großen Projekten können Skaleneffekte genutzt werden, die eine eigene Pipeline-Infrastruktur möglich machen und die Kosten auf bis zu 0,50 US-Dollar pro Kilogramm für Entfernungen bis zu 500 Kilogramm senken. Bei Langstreckentransporten über 1.000 Kilometer wird der internationale Transport mit Ammoniak-Transportern oder verflüssigtem Wasserstoff kosteneffektiv, wobei die Kosten im Bereich von 2,00 bis 5,00 US-Dollar pro Kilogramm liegen. Das zeigt, wie wichtig es ist, die Produktion in der Nähe der Nachfrage anzusiedeln und nach Möglichkeit gemeinsame Infrastrukturen zu nutzen. [50] Es ist zu beachten, dass die Transportkosten ein wichtiger Kostenfaktor für alle Arten der Wasserstofferzeugung sind, nicht nur für natürlichen Wasserstoff. [115]

Mathur et al. [51] führten eine technisch-ökonomische Analyse von natürlichem geologischem Wasserstoff und stimuliertem geologischem Wasserstoff durch. Im Gegensatz zu den oben genannten Studien basierte die Analyse nicht auf einer spezifischen bestehenden Bohrung, sondern auf einer Analyse ähnlicher Prozesse, teilweise aus der Erdgasverarbeitung, und einer Reihe von Annahmen. Sie analysierten die verschie-

denen Produktionsschritte und konzentrierten sich dabei vor allem auf die vorgelagerten Prozesse der Exploration, die Gewinnung und die Kosten der Verarbeitung an der Oberfläche. Die Kostenannahmen beruhen auf Daten aus analogen Verfahren in der Erdgas- und Geothermieindustrie. Transportkosten wurden nicht berücksichtigt. Für ihre Analyse wählten sie die folgenden Parameter: Eine Wasserstoffkonzentration von 75 Prozent, eine Fördermenge von 200 Kilogramm Wasserstoff pro Stunde, einen Förderdruck von 30 bar und eine Lebensdauer der Bohrung von 20 Jahren. Ihre Analyse schätzt die Produktionskosten für natürlichen geologischen Wasserstoff auf 0,54 US-Dollar pro Kilogramm und für stimulierten Wasserstoff auf 0,92 US-Dollar pro Kilogramm. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wurden die wichtigsten Kostenfaktoren des Produktionsprozesses ermittelt: Gaskonzentration, Fördermenge und Förderdruck. [51]

Zhang et al. [52] berechnen in einer Studie Szenarien für die technisch-ökonomische Rentabilität von natürlichem Wasserstoff aus Vorkommen vom Typ eines Gasreservoirs. Die Szenarien konzentrieren sich auf die wirtschaftlichen Indikatoren Stückkosten, Kapitalwert (KW) und Amortisationszeit. Ihre Analyse umfasst verschiedene Werte für sechs Parameter: Wasserstoffreinheit, Wasserstoffvolumen, Bohrlochtiefe, Abscheidetechnik, Anzahl der Produktionsbohrungen und Anzahl der Abgasentsorgungsbohrungen. Die errechneten Produktionskosten liegen zwischen 0,14 und 5,33 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff. Sie unterstreichen die Bedeutung der Wasserstoffreinheit und erklärten, dass eine Reinheit von über 60 Prozent dazu beiträgt, die Stückkosten auf einen Wert zwischen 0,14 und 3,05 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff zu senken. [52]

## Literatur

### 1 Bagge et al.

Bagge, M. / Klitzke, P. / Hasch, M.: „Wasserstoff aus dem geologischen Untergrund“. In: *EEK– Technologie & Transformation von fossilen und grünen Energieträgern*, 140, 6, 2024, S.17–27. URL: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Rohstoffe/Downloads/Downloads\\_EN/wasserstoff\\_aus\\_dem\\_geologischen\\_untergrund.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Rohstoffe/Downloads/Downloads_EN/wasserstoff_aus_dem_geologischen_untergrund.pdf?__blob=publicationFile&v=1) [as at: 27.03.2026].

### 2 Ball/Czado 2024

Ball, P. J./Czado, K.: *Natural Hydrogen: The Race to Discovery and Concept Demonstration*, London: Geoscientist, 2024. URL: <https://geoscientist.online/sections/uneearthed/natural-hydrogen-the-race-to-discovery-and-concept-demonstration/> [Stand: 12.11.2025].

### 3 European Strategy and Policy Analysis System 2024

European Strategy and Policy Analysis System: *Choosing Europe's Future: Global Trends to 2040*, Luxemburg: Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union 2024. URL: [https://espas.eu/files/espas\\_files/about/ESPAS-Global-Trends-to-2040-Choosing-Europes-Future-EN.pdf](https://espas.eu/files/espas_files/about/ESPAS-Global-Trends-to-2040-Choosing-Europes-Future-EN.pdf) [Stand: 01.04.2026].

### 4 The Royal Society 2025

The Royal Society: *Natural Hydrogen: Future Energy and Resources*, London, 2025. URL: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/natural-hydrogen/natural-hydrogen-policy-briefing.pdf> [as at: 01.04.2026].

### 5 Sherwood Lollar et al. 2014

Sherwood Lollar, B./Onstott, T. C./Lacrampe-Couloume, G./Ballentine, C. J.: „The Contribution of the Precambrian Continental Lithosphere to Global H<sub>2</sub> Production“. In: *Nature*, 516, 2014, S. 379–382.

### 6 IEA 2025

IEA: *Global Hydrogen Review 2025*, Paris, 2025. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6fo-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf> [Stand: 01.04.2026].

### 7 Ballentine et al. 2025

Ballentine, C. J./Karolytè, R./Cheng, A./Sherwood Lollar, B./Gluyas, J. G./Daly, M. C.: „Natural Hydrogen Resource Accumulation in the Continental Crust“. In: *Nature Reviews Earth & Environment*, 6, 5, 2025, S. 342–356.

### 8 Etiopie et al. 2026

Etiopie, G./Ellis, G. S./Ardakani, O. H./Boreham, C. J./Klitzke, P./Martín-Monge, A./Reis, H. L./Templeton, A. S./Kim, H. S./Gaucher, E./Sissmann, O.: „Understanding the Resource Potential of Natural Hydrogen on Earth: Scientific Gaps, Uncertainties and Recommendations“. In: *Earth-Science Reviews*, 275, 2026.

### 9 Franke et al. 2026

Franke, D./Klitzke, P./Bagge, M./Lutz, R./Ostertag-Henning, C./Blumenberg, M./Thiel, C./Bahr, A.: „The Relationship Between Natural Hydrogen Flow Rates and Production Viability“. In: *Scientific Reports*, 16, 1, 2026,.

### 10 Ellis/Gelman 2024

Ellis, G. S./Gelman, S. E.: „Model Predictions of Global Geologic Hydrogen Resources“. In: *Science Advances*, 10, 50, 2024.

### 11 Tian et al. 2022

Tian, Q./Yao, S./Shao, M./Zhang, W./Wang, H.: „Origin, Discovery, Exploration and Development Status and Prospect of Global Natural Hydrogen Under the Background of ‚Carbon Neutrality‘“. In: *China Geology*, 5, 4, 2022, S. 722–733.

### 12 Hand 2023

Hand, E.: „Hidden Hydrogen Does Earth Hold Vast Stores of a Renewable, Carbon-Free Fuel?“ In: *Science*, 379, 6633, 2023, S. 630–636.

### 13 Maiga et al. 2023

Maiga, O./Deville, E./Laval, J./Prinzhofer, A./Diallo, A. B.: „Characterization of the Spontaneously Recharging Natural Hydrogen Reservoirs of Bourakebougou in Mali“. In: *Scientific Reports*, 13, 1, 2023.

### 14 Boreham et al. 2021

Boreham, C. J./Edwards, D. S./Czado, K./Rollet, N./Wang, L./van der Wielen, S./Champion, D./Blewett, R./Feitz, A./Henson, P. A.: „Hydrogen in Australian Natural Gas: Occurrences, Sources and Resources“. In: *The APPEA Journal*, 61, 1, 2021, S. 163–191.

### 15 Stockhead 2025

Stockhead: *HyTerra Cheers Leading US Hydrogen and Helium Levels at Sue Duroche-3*, 2025. URL: <https://stockhead.com.au/resources/hytterra-cheers-leading-us-hydrogen-and-helium-levels-at-sue-duroche-3/> [Stand: 12.11.2025].

### 16 HyTerra Limited 2025-1

HyTerra Limited: „ASX Release. Significant Hydrogen Concentrations Found in Sue Duroche 3“ (Pressemitteilung vom 06.05.2025), Subiaco, Australien. URL: <https://wcsecure.web-link.com.au/pdf/HYT/02943723.pdf> [Stand: 10.02.2026].

### 17 Nath2investing 2025

Nath2investing: *MAX Power to Drill Canada's First Deep Natural Hydrogen Well at Lawson Target in Saskatchewan*, 2025. URL: <https://nath2investing.com/article/max-power-to-drill-canadas-first-deep-natural-hydrogen-well-at-lawson-target-in-saskatchewan> [Stand: 12.11.2025].

#### 18 MAX Power Mining Corp. 2024

MAX Power Mining Corp.: „MAX Power Uncovers Canada’s Largest Natural Hydrogen Target Area, Stakes 1,244 Sq. Km“ (Pressemitteilung vom 01.08.2024), Vancouver. URL: <https://www.maxpowermining.com/max-power-uncovers-canadas-largest-natural-hydrogen-target-area-stakes-1244-sq-km/> [Stand: 10.02.2026].

#### 19 MAX Power Mining Corp. 2025

MAX Power Mining Corp.: „MAX Power Begins Historic Drilling of Canada’s First-Ever Natural Hydrogen Well“ (Pressemitteilung vom 07.11.2025), Vancouver. URL: <https://www.maxpowermining.com/max-power-begins-historic-drilling-of-canadas-first-ever-natural-hydrogen-well/> [Stand: 10.02.2026].

#### 20 Zgonnik 2020

Zgonnik, V.: „The Occurrence and Geoscience of Natural Hydrogen: A Comprehensive Review“. In: *Earth-Science Reviews*, 203, 2020.

#### 21 Gaucher 2020

Gaucher, E. C.: „New Perspectives in the Industrial Exploration for Native Hydrogen“. In: *Elements*, 16, 1, 2020, S. 8–9.

#### 22 HyTerra Limited 2025-2

HyTerra Limited: „ASX Release. Sue Duroche 3 finds both Hydrogen and Helium“ (Pressemitteilung vom 22.05.2025), Subiaco, Australien. URL: <https://wsecure.web-link.com.au/pdf/HYT/02949213.pdf> [Stand: 11.02.2026].

#### 23 Ministerio de Minas y Energía 2025

Ministerio de Minas y Energía: „Gobierno Nacional Confirma Hallazgo de Hidrógeno Natural en el Subsuelo Colombiano“ (Pressemitteilung vom 04.07.2025), Bogotá. URL: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-confirma-hallazgo-de-hidrogeno-natural-en-el-subsuelo-colombiano/> [Stand: 10.02.2026].

#### 24 Bnamericas 2025

Bnamericas: *Colombia Announces First White Hydrogen Find*, 2025. URL: <https://www.bnamericas.com/en/news/colombia-announces-first-white-hydrogen-find> [Stand: 12.11.2025].

#### 25 Gold Hydrogen Limited 2024

Gold Hydrogen Limited: „ASX Announcement. Ramsay Project. Stage 1 – Interim Exploration Well Testing Update“ (Pressemitteilung vom 27.05.2024), Brisbane. URL: <https://www.goldhydrogen.com.au/wp/wp-content/uploads/2024.05.27-ASX-Announcement-Exploration-Well-Testing-Interim-Update.pdf> [Stand: 10.02.2026].

#### 26 Vacquand et al. 2018

Vacquand, C./Deville, E./Beaumont, V./Guyot, F./Sissmann, O./Pillot, D./Arcilla, C./Prinzhofer, A.: „Reduced Gas Seepages in Ophiolitic Complexes: Evidence for Multiple Origins of the H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-N<sub>2</sub> Gas Mixtures“. In: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 223, 2018, S. 437–461.

#### 27 Atkinson et al. 2022

Atkinson, C./Matchette-Downes, C./Garcia-Curiel, S.: „Natural Hydrogen in the Monzon-1 Well, Ebro Basin, Northern Spain“. In: *Géologues*, 213, 2022, S. 96–102.

#### 28 Helios Aragón

Helios Aragón: *Monzon Project*. URL: <https://helios-aragon.com/aragon-project/> [Stand: 12.11.2025].

#### 29 Ayuntamiento de Monzón 2025

Ayuntamiento de Monzón: *Helios Aragón, que promueve el proyecto de hidrógeno natural de Monzón, se reúne con vecinos, empresarios y ecologistas*, 2025. URL: <https://www.monzon.es/-/helios-arag%C3%B3n-que-promueve-el-proyecto-de-hidr%C3%B3geno-natural-de-monz%C3%B3n-se-re%C3%BAne-con-vecinos-empresarios-y-ecologistas> [Stand: 03.03.2026].

#### 30 Lacasta 2023

Lacasta, M. J.: *La Extracción de Hidrógeno, a Expensas de un Cambio Legislativo*, Huesca, Spanien: Diario del Alto Aragón, 2023. URL: <https://www.diariodelaltoaragon.es/noticias/comarcas/2023/04/17/la-extraccion-de-hidrogeno-a-expensas-de-un-cambio-legislativo-1645339-daa.html> [Stand: 10.02.2026].

#### 31 La Française de l'Énergie 2023

La Française de l'Énergie: „FDE Announces the Discovery of Natural Hydrogen in the Lorraine Mining Basin“ (Pressemitteilung vom 15.05.2023), Pontpierre, Frankreich. URL: [https://www.francaisedelenergie.fr/wp-content/uploads/2023/05/CP-150523-H2-permit\\_UK.pdf](https://www.francaisedelenergie.fr/wp-content/uploads/2023/05/CP-150523-H2-permit_UK.pdf) [Stand: 11.02.2026].

#### 32 Bettayeb 2023

Bettayeb, K.: *A Gigantic Hydrogen Deposit in Northeast France?*, Paris: CNRS, 2023. URL: <https://news.cnrs.fr/articles/a-gigantic-hydrogen-deposit-in-northeast-france> [Stand: 11.02.2026].

#### 33 Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg 2024

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg: *Natural Hydrogen – The Treasure Hidden Underground: Favorable Geological Conditions in Northern Bavaria*, 2024. URL: <https://www.fau.eu/2024/11/news/natural-hydrogen-the-treasure-hidden-underground/> [Stand: 12.11.2025].

#### 34 Baciú/Etiopie 2024

Baciú, C./Etiopie, G.: „A Direct Observation of a Hydrogen-Rich Pressurized Reservoir within an Ophiolite (Țișovița, Romania)“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 73, 2024, S. 402–406.

#### 35 Stalker et al. 2022

Stalker, L./Talukder, A./Strand, J./Josh, M./Faiz, M.: „Gold (Hydrogen) Rush: Risks and Uncertainties in Exploring for Naturally Occurring Hydrogen“. In: *The APPEA Journal*, 62, 1, 2022, S. 361–380.

**36 Prinzhofer et al. 2018**

Prinzhofer, A./Tahara Cissé, C. S./Diallo, A. B.: „Discovery of a Large Accumulation of Natural Hydrogen in Bourakebougou (Mali)“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 43, 42, 2018, S. 19315–19326.

**37 Everts et al. 2025**

Everts, A. J./Bonnie, J./Loosveld, R.: „Natural Hydrogen Development-Potential and Challenges“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 142, 2025, S. 26–39.

**38 Kunjan 2016**

Kunjan, B.: „Exploration Chance of Success Predictions – Statistical Concepts and Realities“, Clayton, Victoria, Australien: CSIRO Publishing (ASEG Extended Abstracts), 2016, S. 1–8.

**39 U. S. Geological Survey 2025-1**

U. S. Geological Survey: *Geologic Hydrogen Prospectivity Map Explorer*, 2025. URL: <https://www.usgs.gov/tools/geologic-hydrogen-prospectivity-map-explorer> [Stand: 10.12.2025].

**40 European Commission/DG GROW 2025**

European Commission/DG GROW: *Call for Tenders EC-GROW/2025/OP/0057 – Mapping Underground Reservoirs of Natural Hydrogen in Europe and Developing the Necessary Legislation for Sustainable Production: Tender Specifications*, 2025. URL: [https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/tender-details/docs/b6f13014-b528-492a-bc95-a7c3ac53e693-CN/EN\\_TENDER\\_SPECIFICATIONS\\_EC-GROW2025OP0057\\_Natural%20hydrogen\\_V1.pdf](https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/tender-details/docs/b6f13014-b528-492a-bc95-a7c3ac53e693-CN/EN_TENDER_SPECIFICATIONS_EC-GROW2025OP0057_Natural%20hydrogen_V1.pdf) [Stand: 04.02.2026].

**41 Willemsen/Miocic 2025**

Willemsen, F./Miocic, J.: *Mapping Europe's Natural Hydrogen Potential: A Continental-Scale Geological Prospectivity Assessment [preprint v2]*, EarthArXiv, 2025. URL: <https://eartharxiv.org/repository/view/9629/> [Stand: 07.04.2026].

**42 Aslannejad/Geling 2025**

Aslannejad, H./Geling, S.: *Prospectivity Mapping of Geologic Hydrogen in Europe: A First Continental Assessment [preprint]*. URL: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=5437636](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5437636) [Stand: 10.03.2026].

**43 Halas et al. 2021**

Halas, P./Dupuy, A./Franceschi, M./Bordmann, V./Fleury, J.-M./Duclerc, D.: „Hydrogen Gas in Circular Depressions in South Gironde, France: Flux, Stock, or Artefact?“ In: *Applied Geochemistry*, 127, 2021.

**44 Matthes/Brauer 2025**

Matthes, F. C./Brauer, J.: *Wasserstoff-Erzeugungskosten: Determinanten, Stand und Perspektiven*, Berlin/Paris: Öko-Institut e.V./Deloitte Sustainability & Climate GmbH, 2025. URL: [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes\\_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf) [Stand: 01.04.2026].

**45 Johnson et al. 2025**

Johnson, N./Liebreich, M./Kammen, D. M./Ekins, P./McKenna, R./Staffell, I.: „Realistic Roles for Hydrogen in the Future Energy Transition“. In: *Nature Reviews Clean Technology*, 1, 5, 2025, S. 351–371.

**46 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. 2025**

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht – Discussion Paper*, München, 2025. URL: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion\\_Paper-Investitionskosten\\_Elektrolyse-2.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf) [Stand: 01.04.2026]

**47 Löschel et al. 2025**

Löschel, A./Grimm, V./Matthes, F./Weidlich, A.: *Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring: Monitoringbericht 2025*, Berlin u. a.: BMWK, 2025. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/MonitoringEnergiederZukunft/monitoringbericht\\_2025.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/MonitoringEnergiederZukunft/monitoringbericht_2025.pdf?__blob=publication-File&v=7) [Stand: 03.03.2026].

**48 Patonia et al. 2024**

Patonia, A./Lambert, M./Lin, N./Schuster, M.: *Natural (Geologic) Hydrogen and its Potential Role in a Net-Zero Carbon Future: Is All That Glitters Gold?*, Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2024. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2024/09/ET38-Natural-geologic-hydrogen-and-its-potential-role-in-a-net-zero-carbon-future.pdf> [Stand: 01.04.2026].

**49 Musa et al. 2024**

Musa, M./Hosseini, T./Sander, R./Frery, E./Sayyafzadeh, M./Haque, N./Kinaev, N.: „Techno-Economic Assessment of Natural Hydrogen Produced from Subsurface Geologic Accumulations“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 93, 2024, S. 1283–1294.

**50 Lin et al. 2026**

Lin, N./Patonia, A./Shuster, M./Lambert, M./Zhang, T.: „Natural Hydrogen Techno-Economics and Valuation“. In: *Applied Energy*, 408, 2026.

**51 Mathur et al. 2025**

Mathur, Y./Moise, H./Aydn, Y./Mukerji, T.: „Techno-Economic Analysis of Natural and Stimulated Geological Hydrogen“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 165, 2025.

**52 Zhang et al. 2025**

Zhang, K./Ma, X./Zheng, B./Jin, Z.: „Techno-Economic Viability of Natural Hydrogen“. In: *National Science Review*, 12, 10, 2025.

**53 Aquino et al. 2025**

Aquino, K. A./Perez, A. d./Juego, C. M. M./Tagle, Y. G. M./Leong, J. A. M./Codillo, E. A.: „High Hydrogen Outgassing from an Ophiolite-Hosted Seep in Zambales, Philippines“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 105, 2025, S. 360–366.

**54 Sun et al. 2025**

Sun, B./Zhang, M./Sun, Q./Zhong, J./Shao, G.: „Review on Natural Hydrogen Wells Safety“. In: *Nature Communications*, 16, 1, 2025.

**55 Reitsma 2025**

Reitsma, M.: *Natural Hydrogen: Is it Here to Stay or Will the Bubble Burst?*, Heggedal, Norway: GXP Publishing (GeoExpro), 2025. URL: <https://geoexpro.com/natural-hydrogen-is-it-here-to-stay-or-will-the-bubble-burst/> [Stand: 04.02.2026].

**56 Greenhouse Gas Protocol 2024**

Greenhouse Gas Protocol: *IPCC Global Warming Potential Values: Version 2.0, August 7, 2024*, Washington, D.C., 2024. URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2024-08/Global-Warming-Potential-Values%20%28August%202024%29.pdf> [Stand: 01.04.2026].

**57 Ocko/Hamburg 2022**

Ocko, I. B./Hamburg, S. P.: „Climate Consequences of Hydrogen Emissions“. In: *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22, 14, 2022, S. 9349–9368.

**58 Sun et al. 2024**

Sun, T./Shrestha, E./Hamburg, S. P./Kupers, R./Ocko, I. B.: „Climate Impacts of Hydrogen and Methane Emissions Can Considerably Reduce the Climate Benefits across Key Hydrogen Use Cases and Time Scales“. In: *Environmental Science & Technology*, 58, 12, 2024, S. 5299–5309.

**59 Brandt 2023**

Brandt, A. R.: „Greenhouse Gas Intensity of Natural Hydrogen Produced from Subsurface Geologic Accumulations“. In: *Joule*, 7, 8, 2023, S. 1818–1831.

**60 Ohnsman 2023**

Ohnsman, A.: *Bill Gates is Backing a Secret Startup Drilling for Limitless Clean Energy*, New York, NY: *Forbes*, 2023. URL: <https://www.forbes.com/sites/alanohnsman/2023/07/19/bill-gates-koloma-geologic-hydrogen/> [Stand: 03.03.2026].

**61 Fuel Cells Works 2024-2**

Fuel Cells Works: *Fortescue Acquires a Strategic Interest in HyTerra*, 2024. URL: <https://fuelcells-works.com/2024/12/09/hydrogen-economy/fortescue-acquires-a-strategic-interest-in-hytterra> [Stand: 03.03.2026].

**62 NatH2investing 2024**

NatH2investing: *Snowfox Raises \$30M Series A Led by bp Ventures and Rio Tinto to Advance Natural Hydrogen Exploration*, 2024. URL: <https://nath2investing.com/article/snowfox-raises-30m-series-a-led-by-bp-ventures-and-rio-tinto-to-advance-natural-hydrogen-exploration> [Stand: 03.03.2026].

**63 acatech et al. 2017**

acatech/Leopoldina/Akademienunion: *Rohstoffe für die Energiewende: Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München u. a., 2017. URL: <https://www.acatech.de/publikation/rohstoffe-fuer-die-energiewende-wege-zu-einer-sicheren-und-nachhaltigen-versorgung/> [as at. 07.04.2026].

**64 O'Flanagan 2025**

O'Flanagan, R.: *Saskatchewan Mining Firm Drills First Well Finding Natural Hydrogen – A 'Holy Grail' Fuel*, Saskatoon, SK, Kanada, Saskatoon StarPhoenix, 2025. URL: <https://thestarphoenix.com/business/saskatchewan-mining-firm-natural-hydrogen-holy-grail> [Stand: 13.02.2026].

**65 Hydrogen Industry Leaders**

Hydrogen Industry Leaders: *Natural Hydrogen Breakthrough: HyTerra Reports 83% Concentration in Kansas Drilling*, URL: <https://hydrogenindustryleaders.com/natural-hydrogen-breakthrough-hytterra-reports-83-concentration-in-kansas-drilling/> [Stand: 12.11.2025].

**66 Fuel Cells Works 2026**

Fuel Cells Works: *La Française De L'Énergie Achieves Decisive Milestone in Natural Hydrogen Exploration in France*, 2026. URL: <https://fuelcellworks.com/2026/01/29/clean-energy/la-francaise-de-l-energie-achieves-decisive-milestone-in-natural-hydrogen-exploration-in-france> [Stand: 03.03.2026].

**67 Dokso 2025**

Dokso, A.: *China Drills First Scientific Well for Natural Hydrogen in Inner Mongolia*, London: Energy News, 2025. URL: <https://energynews.biz/china-drills-first-scientific-well-for-natural-hydrogen-in-inner-mongolia/> [Stand: 03.03.2026].

**68 Osselin et al. 2022**

Osselin, F./Soulaine, C./Fauguerolles, C./Gaucher, E. C./Scaillet, B./Pichavant, M.: „Orange Hydrogen is the New Green“. In: *Nature Geoscience*, 15, 10, 2022, S. 765–769.

**69 Templeton et al. 2024**

Templeton, A. S./Ellison, E. T./Kelemen, P. B./Leong, J./Boyd, E. S./Colman, D. R./Matter, J. M.: „Low-Temperature Hydrogen Production and Consumption in Partially-Hydrated Peridotites in Oman: Implications for Stimulated Geological Hydrogen Production“. In: *Frontiers in Geochemistry*, 2, 2024.

**70 Kolawole et al. 2025**

Kolawole, O./Ngoma, M. C./Olorode, O.: „Experimental and Computational Insights into the Nanomechanical Characterization of Ultramafic Rocks for Geologic Hydrogen Production and Storage“. In: *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 58, 9, 2025, S. 10595–10612.

**71 Leila et al. 2025**

Leila, M./Hazlett, R./George, P. M./Moretti, I./Kabashev, Z./Fustic, M.: „Concomitant Generation of Hydrogen During Carbon Dioxide Storage in Ultramafic Massifs- State of the Art with Implications to Decarbonization Strategies“. In: *Carbon Capture Science & Technology*, 16, 2025.

**72 Huang et al. 2025**

Huang, L./Liu, Q./Steeffel, C./Liu, Y./Hu, M./Liu, S./Zhang, Y./Tang, X.: „Generating H<sub>2</sub> During the CO<sub>2</sub> Sequestration in Basalt Formations“. In: *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 11, 1, 2025.

#### 73 Yang et al. 2025

Yang, J./Zavabeti, A./Yu, Z./Guo, J./Guo, Y./Goh, J. M./He, J./Xiao, P./Li, G. K.: „High Purity Helium and Hydrogen Production from Natural Hydrogen Reservoir and Natural Gas“. In: *Separation and Purification Technology*, 375, 2025.

#### 74 Goodin 2025

Goodin, R. C.: „Helium“. In: *Mineral Commodity Summaries: Mineral Commodity Summaries 2025*, Reston, Virginia: U.S. Geological Survey, 2025, S. 88–89.

#### 75 Igogo et al. 2021

Igogo, T./Awuah-Offei, K./Newman, A./Lowder, T./Engel-Cox, J.: „Integrating Renewable Energy into Mining Operations: Opportunities, Challenges, and Enabling Approaches“. In: *Applied Energy*, 300, 2021.

#### 76 Fuel Cells Works 2024-1

Fuel Cells Works: *Bluejay Commences Maiden Campaign For Geological Hydrogen and Helium at Outokumpu*, 2024. URL: <https://fuelcellworks.com/news/bluejay-commences-maiden-campaign-for-geological-hydrogen-and-helium-at-outokumpu> [Stand: 13.02.2026].

#### 77 Combaudon/Morette 2021

Combaudon, V./Morette, I.: „Generation of Hydrogen Along the Mid-Atlantic Ridge: Onshore and Offshore“. In: *Geology, Earth & Marine Sciences*, 3, 4, 2021, S. 1–14.

#### 78 Cramer 2024

Cramer, S.: *Geogenic Hydrogen – A Contribution to the Energy Transition?*, (böll.paper), Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung, 2024. URL: [https://www.boell.de/sites/default/files/2024-11/e-paper\\_geogenic\\_hydrogen\\_endf.pdf](https://www.boell.de/sites/default/files/2024-11/e-paper_geogenic_hydrogen_endf.pdf) [Stand: 01.04.2026].

#### 79 Muron et al. 2024

Muron, M./Pawelec, G./Fraille, D.: *Clean Hydrogen Production Pathways: Report 2024 [Presentation]*, Brüssel: Hydrogen Europe, 2024. URL: [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024\\_H2E\\_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf) [Stand: 26.11.2025].

#### 80 WasserstoffBG 2026

Gesetz zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Beschleunigung von Erzeugung, Speicherung, Import und Transport von Wasserstoff (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz – WasserstoffBG) i. d. F. der Bekanntmachung vom 01. April 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84). URL: <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2026/84/VO.html> [Stand: 10.04.2026].

#### 81 Interreg Europe 2025

Interreg Europe: *White Hydrogen Reserve Under Exploration in France and Spain*, 2025. URL: <https://www.interregeurope.eu/unify/news-and-events/news/white-hydrogen-reserve-under-exploration-in-france-spain> [Stand: 12.11.2025].

#### 82 IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme

IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme: *Natural Hydrogen*, Paris, 2024. URL: [https://www.ieahydrogen.org/wp-content/uploads/2025/08/2024\\_Workplan\\_Task-49\\_Natural-Hydrogen\\_H2TCP.pdf](https://www.ieahydrogen.org/wp-content/uploads/2025/08/2024_Workplan_Task-49_Natural-Hydrogen_H2TCP.pdf) [Stand: 01.04.2026].

#### 83 Gesetz vom 16. Juni 2023

Gesetz vom 16. Juni 2023 zur Änderung des Gesetzes über Geologie und Bergbau sowie bestimmter anderer Gesetze, Dziennik Ustaw 2023, Nr. 2029 Poz. 2029. URL: <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/zmiana-ustawy-prawo-geologiczne-i-gornicze-oraz-niektorych-innych-21877453> [Stand: 06.02.2026].

#### 84 Department for Energy & Mining

Department for Energy & Mining: *Natural Hydrogen*, Adelaide: Government of South Australia. URL: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/energy-resources/geology-and-prospectivity/natural-hydrogen> [Stand: 12.11.2025].

#### 85 Butorac 2025

Butorac, S.: *Delegated Act on Low-Carbon Hydrogen (Briefing)*, Brüssel: Wissenschaftlicher Dienst des Europäischen Parlaments, 2025. URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS\\_BRI%282025%29777921\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS_BRI%282025%29777921_EN.pdf) [Stand: 01.04.2026].

#### 86 Bruch/Knodt 2024

Bruch, N./Knodt, M.: *Low Carbon Hydrogen in the European Union: A Coherent Regulatory Framework*, Potsdam: Kopernikus Projekt Ariadne, 2024. URL: <https://ariadneprojekt.de/en/publication/analysis-low-carbon-hydrogen-in-the-european-union-a-coherent-regulatory-framework/> [Stand: 01.04.2026].

#### 87 European Commission 2025-1

European Commission: *EU Taxonomy – Activity 275*, 2025. URL: <https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity/275/view> [Stand: 10.03.2026].

#### 88 European Commission 2025-2

European Commission: Tender Specifications – EC-GROW/2025/OP/0057: Mapping Underground Reservoirs of Natural Hydrogen in Europe and Developing the Necessary Legislation for Sustainable Production, 2025. URL: [https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/tender-details/docs/b6f13014-b528-492a-bc95-a7c3ac53e693-CN/EN\\_TENDER\\_SPECIFICATIONS\\_EC-GROW2025OP0057\\_Natural%20hydrogen\\_V1.pdf](https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/tender-details/docs/b6f13014-b528-492a-bc95-a7c3ac53e693-CN/EN_TENDER_SPECIFICATIONS_EC-GROW2025OP0057_Natural%20hydrogen_V1.pdf) [Stand: 10.03.2026].

#### 89 European Commission 2025-3

European Commission: *Towards Exploration and Evaluation of European Natural Hydrogen Potential*, 2025. URL: [https://cordis.europa.eu/programme/id/HORIZON\\_HORIZON-JU-CLEANH2-2025-01-07](https://cordis.europa.eu/programme/id/HORIZON_HORIZON-JU-CLEANH2-2025-01-07) [Stand: 25.11.2025].

**90 Wright et al. 2025**

Wright, K. A./Lacinska, A./Unwin, H. E./Shaw, R./Armitage, T. B./Marriott, A. L./Goodenough, K./Vosper, M./Mackie, J./Zhang, Q.: *Review of the UK's Geological Potential for the Generation and Accumulation of Natural Hydrogen* (British Geological Survey Open Report, OR/25/015), 2025. URL: [https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/539907/1/OR25015\\_report.pdf](https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/539907/1/OR25015_report.pdf) [Stand: 01.04.2026].

**91 Isidoro Losada 2022**

Isidoro Losada, A. M.: *Wahrnehmung von Wasserstofftechnologien: Untersuchungsergebnisse von Umfragen im bundesdeutschen Kontext*, München: Lehrstuhl für Umwelt- und Klimapolitik, Hochschule für Politik München, Technische Universität München, 2022. URL: [https://www.hfp.tum.de/fileadmin/woocjd/environmental-policy/pdf/2022\\_Isidoro\\_Losada\\_Ergebnisse\\_Umfragen\\_Wahrnehmung\\_von\\_H2.pdf](https://www.hfp.tum.de/fileadmin/woocjd/environmental-policy/pdf/2022_Isidoro_Losada_Ergebnisse_Umfragen_Wahrnehmung_von_H2.pdf) [Stand: 01.04.2026].

**92 Maketo/Ashworth 2025**

Maketo, L./Ashworth, P.: „Social Acceptance of Green Hydrogen in European Union and the United Kingdom: A Systematic Review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 218, 2025.

**93 Clean Hydrogen Joint Undertaking 2023**

Clean Hydrogen Joint Undertaking: *Awareness of Hydrogen Technologies: Survey Report* (Erstellt von Gallup International GmbH), Luxemburg, 2023. URL: [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/cabf3145-753c-47ba-a1db-724a8f23b3b9\\_en?filename=5359%20Report\\_PublicOpinion-Survey\\_en.pdf](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/cabf3145-753c-47ba-a1db-724a8f23b3b9_en?filename=5359%20Report_PublicOpinion-Survey_en.pdf) [Stand: 01.04.2026].

**94 Chavot et al. 2018**

Chavot, P./Heimlich, C./Masseran, A./Serrano, Y./Zougrana, J./Bodin, C.: „Social Shaping of Deep Geothermal Projects in Alsace: Politics, Stakeholder Attitudes and Local Democracy“. In: *Geothermal Energy*, 6, 1, 2018.

**95 Pellizzone et al. 2017**

Pellizzone, A./Allansdottir, A./Franco, R. de/Muttoni, G./Manzella, A.: „Geothermal Energy and the Public: A Case Study on Deliberative Citizens' Engagement in Central Italy“. In: *Energy Policy*, 101, 2017, S. 561–570.

**96 Williams et al. 2017**

Williams, L./Macnaghten, P./Davies, R./Curtis, S.: „Framing 'Fracking': Exploring Public Perceptions of Hydraulic Fracturing in the United Kingdom“. In: *Public Understanding of Science*, 26, 1, 2017, S. 89–104.

**97 Wynveen 2011**

Wynveen, B.: „A Thematic Analysis of Local Respondents' Perceptions of Barnett Shale Energy Development“. In: *Journal of Rural Social Sciences*, 26, 1, 2011.

**98 Flynn et al. 2006**

Flynn, R./Bellaby, P./Ricci, M.: „Risk Perception of an Emergent Technology: The Case of Hydrogen Energy“. In: *Forum: Qualitative Social Research*, 1, 2006.

**99 Sheerazi et al. 2024**

Sheerazi, H./Westler, G./Gamage, C./McMellon, Moanna, Bukirwa, Patience: *Delivering Equitable and Meaningful Community Benefits via Clean Hydrogen Hubs: Case studies and Best Practices from Advising Developers of the DOE's \$7 Billion Regional Clean H2Hubs Program, Plus Lessons for Future Clean Energy Projects*, Basalt, Colorado: Rocky Mountain Institute, 2024. URL: <https://rmi.org/delivering-equitable-and-meaningful-community-benefits-via-clean-hydrogen-hubs/> [Stand: 01.04.2026].

**100 Susskind et al. 2022**

Susskind, L./Chun, J./Gant, A./Hodgkins, C./Cohen, J./Lohmar, S.: „Sources of Opposition to Renewable Energy Projects in the United States“. In: *Energy Policy*, 165, 2022.

**101 Zwaan et al. 2025**

Zwaan, F./Brune, S./Glerum, A. C./Vasey, D. A./Naliboff, J. B./Manatschal, G./Gaucher, E. C.: „Rift-Inversion Orogens are Potential Hot Spots for Natural H<sub>2</sub> Generation“. In: *Science Advances*, 11, 8, 2025.

**102 Hanson/Hanson 2024**

Hanson, J./Hanson, H.: „Hydrogen's Organic Genesis“. In: *Unconventional Resources*, 4, 2024.

**103 Horsfield et al. 2026**

Horsfield, B./Sośnicka, M./Boreham, C. J./Nelskamp, S./Sachse, V./Cherubin, M. V./Kowalik, M./van Duin, A./Han, S./Wang, P./Hartwig, A./Mahlstedt, N.: „Organic H<sub>2</sub> Formation at Atomic to Basin Scales: Predictions and Ground-Truthing“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 198, 2026.

**104 Lefevre et al. 2025**

Lefevre, N./Truche, L./Donzé, F.-V./Vandenborre, J./Gaucher, E. C./Magnin, V.: „The Contribution of Mechanoradical Reactions to Crustal Hydrogen Generation“. In: *Earth and Planetary Science Letters*, 660, 2025.

**105 Larin/Hunt 1993**

Larin, V. N./Hunt, C. W.: *Hydridic Earth: The New Geology of our Primordially Hydrogen-Rich Planet*, Calgary, AB, Canada: Polar Publishing, 1993.

**106 Glasby 2006**

Glasby, G. P.: „Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview“. In: *Resource Geology*, 56, 1, 2006, S. 83–96.

**107 Frost/McCammon 2008**

Frost, D. J./McCammon, C. A.: „The Redox State of Earth's Mantle“. In: *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 36, 1, 2008, S. 389–420.

**108 Truche et al. 2024**

Truche, L./Donzé, F.-V./Goskolli, E./Muceku, B./Loisy, C./Monnin, C./Dutoit, H./Cerepi, A.: „A Deep Reservoir for Hydrogen Drives Intense Degassing in the Bulqizë Ophiolite“. In: *Science*, 383, 6683, 2024, S. 618–621.

**109 Truche et al. 2025**

Truche, L./Donzé, F.-V./Muceku, B./Sivan, M./Röckmann, T./Levy, D./Moreira, M./Loisy, C./Cerepi, A./Quéméneur, M./Tisserand, D./Dutoit, H./Vujević, I./Yao, Y./Lefevre, N./Lavoué, A./Monnin, C./Goskoll, E.: „A Dynamic H<sub>2</sub> System With Multi-Source Methane in Chromitite-Rich Ophiolitic Settings“. In: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 409, 2025, S. 281–307.

**110 Nassan et al. 2025**

Nassan, T. H./Hossain, M./Nascimento, A./Amro, M.: „Drilling Natural Hydrogen Exploration and Production Wells: A Sustainable Frontier in the Global Energy Transition“. In: *Society of Petroleum Engineers (Hrsg.), SPE Europe Energy Conference and Exhibition: SPE 2025*. URL: <https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/25EURO/25EURO/692633> [Stand: 07.04.2026].

**111 Alt-Epping et al. 2022**

Alt-Epping, P./Diamond, L. W./Wanner, C.: „Permeability and Groundwater Flow Dynamics in Deep-Reaching Orogenic Faults Estimated From Regional-Scale Hydraulic Simulations“. In: *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 23, 12, 2022.

**112 Lefevre et al. 2022**

Lefevre, N./Truche, L./Donzé, F.-V./Gal, F./Tremosa, J./Fakoury, R.-A./Calassou, S./Gaucher, E. C.: „Natural Hydrogen Migration Along Thrust Faults in Foothill Basins: The North Pyrenean Frontal Thrust Case Study“. In: *Applied Geochemistry*, 145, 2022.

**113 Sherwood Lollar et al. 2024**

Sherwood Lollar, B./Warr, O./Higgins, P. M.: „The Hidden Hydrogeosphere: The Contribution of Deep Groundwater to the Planetary Water Cycle“. In: *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 52, 1, 2024, S. 443–466.

**114 Larson et al. 2015**

Larson, B. I./Lang, S. Q./Lilley, M. D./Olson, E. J./Lupton, J. E./Nakamura, K./Buck, N. J.: „Stealth Export of Hydrogen and Methane from a Low Temperature Serpentinization System“. In: *Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography*, 121, 2015, S. 233–245.

**115 Staiß et al. 2022**

Staiß, F./Adolf, J./Ausfelder, F./Erdmann, C./Fischedick, M./Hebling, C./Jordan, T./Klepper, G./Müller, T./Palkovits, R./Poganietz, W. R./Schill, W. P./Schmidt, M./Stephanos, C./Stöcker, P./Wagner, U./Westphal, K., Wurbs, S.: *Options for Importing Green Hydrogen into Germany by 2030: Transportation Routes, Country Assessments and Implementation Requirements*, Series on “Energy Systems of the Future” (ESYS), München, u.a., 2022. URL: [https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/PDFs/Analyse\\_Wasserstoff\\_final.pdf](https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Analyse_Wasserstoff_final.pdf) [Stand: 07.04.2026].

### Empfohlene Zitierweise

Erlach, Berit/Borgmann, Miriam/Achtziger-Zupančič, Peter/Fischedick, Manfred/Klitzke, Peter/Pittel, Karen/Renn, Jürgen/Zwaan, Frank: „Geologischer Wasserstoff – eine unterschätzte Energiequelle?“ (Impuls), Reihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2026, DOI: [https://doi.org/10.48669/esys\\_2026-2](https://doi.org/10.48669/esys_2026-2).

### Autor:innen

Dr. Berit Erlach	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Miriam Borgmann	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Dr. Peter Achtziger-Zupančič	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Dr. Peter Klitzke	BGR Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Geoanthropologie
Dr. Frank Zwaan	Universität Lausanne   GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung   Universität Freiburg (CH)

### Direktorium

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitz)	Ruhr-Universität Bochum
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (stellvertretender Vorsitz)	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Karen Pittel (stellvertretender Vorsitz)	ifo Institut
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Prof. Dr. Jutta Hanson	Technische Universität Darmstadt
Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff	OFFIS – Institut für Informatik
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Geoanthropologie
Prof. Dr. Anke Weidlich	Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

### Weitere Mitwirkende

Henri Böhland	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Mathis Römer	Grafikproduktion (ESYS-Geschäftsstelle   acatech)
Annika Seiler	Koordination der Produktion und des Satzes (ESYS-Geschäftsstelle   acatech)
Claire Stark	Redaktion (ESYS-Geschäftsstelle   acatech)

### Interviewpartner:innen

Prof. Dr.-Ing. Mohd Amro	TU Bergakademie Freiberg
Dr. Peter Achtziger-Zupančič	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG
Dr. Geoffrey S. Ellis	U. S. Geologischer Dienst
Dr. Giuseppe Etiope	Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
Dr. Dieter Franke	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Dr. Jürgen Grötsch	Tellus Energie Solutions
Dr. Isabella Moretti	Universität Pau
Fiametta Mondino/ Peter Nieder- eichholz/ Yasar Tektas	Terra-A
Nicolas Pélissier	45-8 Energie
Dr. Alain Prinzhofer	GEO4U
Prof. Dr. Barbara Sherwood Lollar	Universität von Toronto
Dr. Frank Zwaan	Universität Lausanne   GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung   Universität Freiburg (CH)

### Teilnehmer:innen des Workshops

Dr. Peter Achtziger-Zupančič	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG
Miriam Borgmann	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Dr. Berit Erlach	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Dr. Geoffrey S. Ellis	U. S. Geological Survey
Prof. Dr. Manfred Fischebeck	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie
Dr. Jürgen Grötsch	Tellus Energie Solutions
Prof. Dr. Jens Gutzmer	Helmholtz-Zentrum Dresden Rossendorf (HZDR)
Dr. Peter Klitzke	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Kathrin Mendorf	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Fiametta Mondino/ Peter Nieder-eichholz/ Yasar Tektas	Terra-A
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Dr. Alain Prinzhofer	GEO4U
Prof. Dr. Barbara Sherwood Lollar	Universität Toronto
Dr. Cyril Stephanos	ESYS-Geschäftsstelle   acatech
Dr. Frank Zwaan	Universität Lausanne   GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung   Universität Freiburg (CH)

*Dieses Papier gibt nicht die Einschätzung der einzelnen Workshop-Teilnehmenden und Interviewpartner:innen wieder, sondern wurde von den genannten Autor:innen für das Papier auf Grundlage der Ergebnisse der Interviews und des Workshops verfasst.*

### Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)  
Geschäftsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.  
– Nationale Akademie der Wissenschaften –  
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | [www.akademienunion.de](http://www.akademienunion.de)

### DOI

[https://doi.org/10.48669/esys\\_2026-2](https://doi.org/10.48669/esys_2026-2)

### Graphics:

Graphic Design: figures GmbH

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Forschung, Technologie  
und Raumfahrt

## Das Akademieninitiative ESYS – Energiesysteme der Zukunft

Mit der Initiative ESYS – Energiesysteme der Zukunft geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 130 Fachleute Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

### Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos  
Leiter der Geschäftsstelle Energiesysteme der Zukunft  
Georgenstraße 25, 10117 Berlin  
Tel.: +49 30 206 30 96 - 0  
E-Mail: [stephanos@acatech.de](mailto:stephanos@acatech.de)  
web: [energiesysteme-zukunft.de](http://energiesysteme-zukunft.de)

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Fachleute sind namhafte Wissenschaftler:innen aus dem In- und Ausland. Die Publikationen der Akademieninitiative ESYS – Energiesysteme der Zukunft werden vom ESYS-Direktorium freigegeben und von den Wissenschaftsakademien in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* oder in der *Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)* herausgegeben.

Deutsche Akademie der  
Naturforscher  
Leopoldina e. V.  
Nationale Akademie der  
Wissenschaften  
Jägerberg 1  
06108 Halle (Saale)  
Tel.: 0345 47239-867  
Fax: 0345 47239-839  
E-Mail: [politikberatung@leopoldina.org](mailto:politikberatung@leopoldina.org)  
Berliner Büro:  
Reinhardtstraße 14  
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie  
der Technikwissenschaften e. V.  
Geschäftsstelle München:  
Karolinenplatz 4  
80333 München  
Tel.: 089 520309-0  
Fax: 089 520309-9  
E-Mail: [info@acatech.de](mailto:info@acatech.de)  
Hauptstadtbüro:  
Georgenstraße 25  
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien  
der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2  
55131 Mainz  
Tel.: 06131 218528-10  
Fax: 06131 218528-11  
E-Mail: [info@akademienunion.de](mailto:info@akademienunion.de)  
Berliner Büro:  
Jägerstraße 22/23  
10117 Berlin