



Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo

Matthias Warnecke & Simone Röhling*

Warnecke, M. & Röhling, S. (2021): Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo. [Underground hydrogen storage – Status quo.] – Z. Dt. Ges. Geowiss.

Kurzfassung: Wasserstoff wird weltweit in Politik und Wirtschaft als ein wichtiger Energieträger der Zukunft angesehen. Die deutsche Regierung formuliert in der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ klare Ziele zur Energiewende hin zu Wasserstoff. Um eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten, rückt die unterirdische Speicherung von Wasserstoff zunehmend in den Fokus von Politik und Wirtschaft. Deutschland besitzt bereits große Erfahrung in der Speicherung von Erdgas zur mittelfristigen Deckung des Bedarfs. Diese Erfahrungen können zum Teil auch auf die Speicherung von Wasserstoff übertragen werden. Für die Speicherung von Wasserstoff im geologischen Untergrund kommen zwei prinzipielle Speicheroptionen in Frage: (1) Porenspeicher (Aquifere oder erschöpfte Erdgaslagerstätten) und (2) unterirdische Kavernenspeicher (Salzkavernen oder Felskavernen). Diese Studie fasst die genannten Arten vergleichend zusammen, indem für jede Speichervariante das Verfahren, die bisherigen Erfahrungen und Forschungsprojekte sowie das jeweilige mögliche Speicherpotenzial für Wasserstoff in Deutschland aufgezeigt wird.

Abstract: Globally, hydrogen is being discussed as one of the energy sources of the future. In its “National Hydrogen Strategy”, the German government formulates clear goals for the energy transition including hydrogen. In order to guarantee security of supply the underground storage of hydrogen is increasingly moving into the focus of policy-makers and key stakeholders. Germany already has extensive experience in storing natural gas to cover supply shortages in the medium term. Some of this experience can also be applied to hydrogen. In general, there are two main underground storage options for hydrogen: (1) porous media such as aquifers or depleted gas reservoirs and (2) underground caverns in salt or rock. This report summarizes all known types of underground storage by showing for each option the procedure, previous experience and research projects as well as the respective hydrogen storage potential in Germany.

Schlüsselwörter: Wasserstoffspeicherung, Untergrundspeicherung, Aquiferspeicher, Salzkaverne, Wasserstoff

Keywords: underground hydrogen storage, aquifer, salt, depleted gas fields, storage potential

1. Einleitung

Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) hat die Bundesregierung Deutschlands die ersten Voraussetzungen für das Erreichen der Klimaziele 2030 geschaffen. Sie verfolgt langfristig das Ziel der Klimaneutralität im Einklang mit den Zielen des Übereinkommens von Paris 2015. Deutschland hat sich zudem gemeinsam mit den Staaten der Europäischen Union zum Ziel der Treibhausgasneutralität in 2050 bekannt und unterstützt den Europäischen Grünen Deal für ein klimaneutrales Europa. Alternativen zur Nutzung fossiler Energieträger spielen für dieses Ziel eine entscheidende Rolle. Insbesondere Wasserstoff (H₂) eignet sich als direkter Energieträger für die Industrie und den Verkehrssektor, sowie als Grundstoff für chemische Prozesse und steht mit diesen vielfältigen Möglichkeiten im Zentrum der Transformation der Energiesysteme (van Wijk et al. 2017; van Wijk & Chatzimarkakis 2020). Die deutsche Bundesregierung hat diesbezüglich mit der „Nationalen Wasserstoffstrategie“

Stellung genommen (BMW 2020). Durch die Möglichkeit, sogenannten grünen Wasserstoff (Tab. 1) durch regenerative Energien zu erzeugen, kann dieses Gas zu einem zentralen Baustein auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung werden. Mit Wirkungsgraden von etwas über 70 % ist die Gewinnung von grünem Wasserstoff durch Wasserelektrolyse mit überschüssigem erneuerbarem Strom allerdings noch stark verlustbehaftet und wirtschaftlich derzeit kaum konkurrenzfähig (Franke et al. 2020).

Der Bedarf, so zeigen verschiedene Szenarien, wird in den nächsten Jahrzehnten stetig steigen. In einem klimaneutralen Energiesystem wird Wasserstoff neben Strom eine sehr große Rolle spielen. Die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 beträgt etwa 270 TWh (Abb. 1). Davon werden 31 Prozent in Deutschland hergestellt. Der restliche Wasserstoff wird importiert (BCG & Prognos 2018; Deutsche Energie-Agentur GmbH 2018; NOW 2018; Hebling et al. 2019).

Wasserstoff kann zwischengelagert werden (Caglayan et al. 2020; Heinemann et al. 2021). So lassen sich Versor-

*Anschrift der Autoren:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Wilhelmstr. 25–30, 13593 Berlin, Germany (matthias.warnecke@bgr.de / simone.roehling@bgr.de)

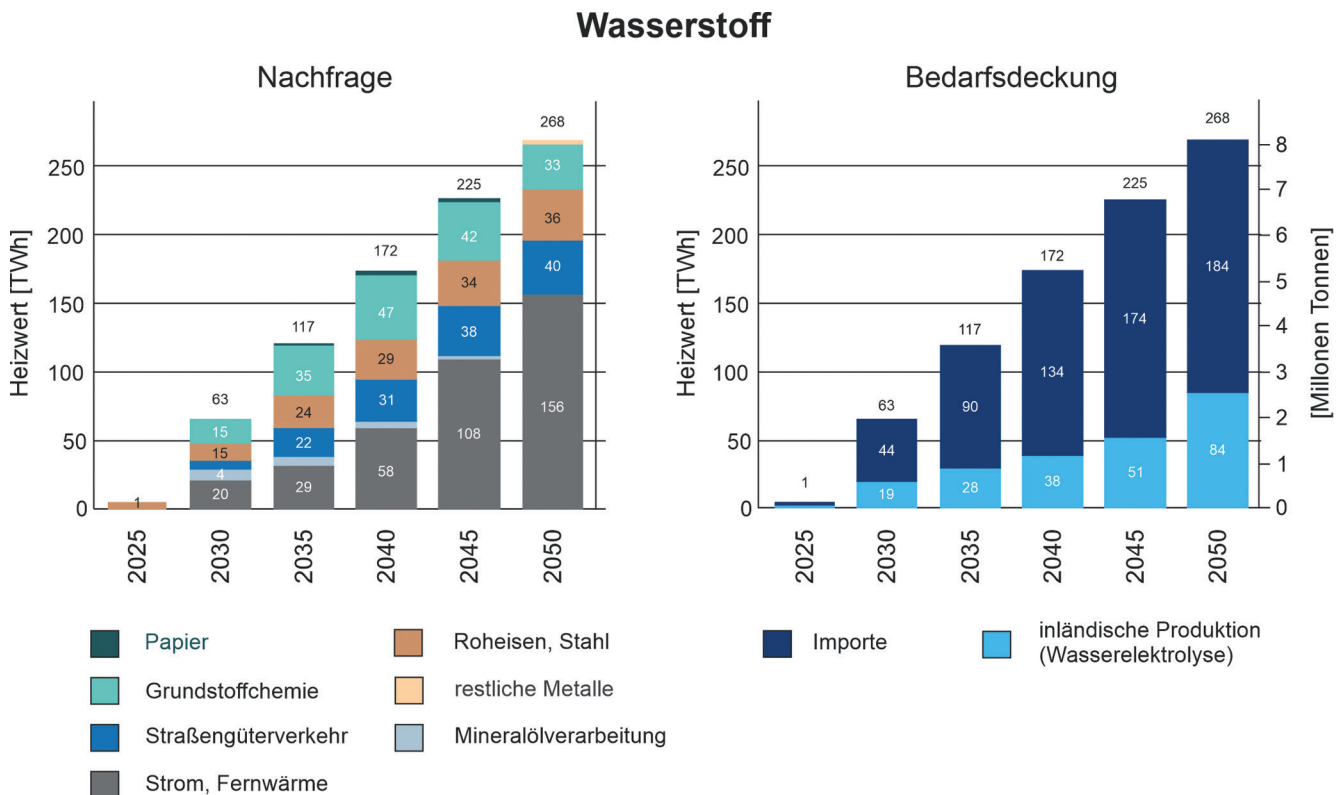
Tab. 1: Bezeichnungen für Wasserstoff in Bezug auf seine Herstellung nach Franke et al. (2020).**Table 1:** Designations for hydrogen in relation to its production according to Franke et al. (2020).

Grauer Wasserstoff	Blauer Wasserstoff	Grüner Wasserstoff
Wasserstoffherstellung aus fossiler Primärenergie, wobei das entstehende Kohlendioxid (CO ₂) ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben wird. Weltweit werden 6 % des Erdgases und 2 % der Kohle für die Wasserstoffproduktion verwendet.	Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas (Reformierung) mit Abscheidung und geologischer Speicherung des Kohlendioxids (CCS).	Wasserstoffproduktion, die mit erneuerbaren emissionsfreien Energien betrieben wird (Elektrolyse von Wasser), Herstellung erfolgt CO ₂ -frei.

gungssicherheiten und Schwankungen des Energieangebotes, ähnlich zur Erdgas-Infrastruktur, gut kalkulieren. H₂ kann sowohl oberirdisch in Drucktanks als auch unterirdisch in geologischen Strukturen gespeichert werden.

Im Folgenden werden ausschließlich untertägige Speichermöglichkeiten diskutiert. Hier folgt die Wasserstoffspeicherung den gleichen geologischen Gegebenheiten und technischen Anforderungen wie die Speicherung von Erdgas, die in Deutschland bereits seit mehr als fünf Jahrzehnten zur Anwendung kommt und eine bedeutende Rolle bei der Energieversorgung des Landes spielt. Die gesammelten Erfahrungen können als Grundstein für eine wirtschaftliche untertägige Wasserstoffspeicherung genutzt werden. Gegenwärtig existieren in Deutschland 47 unterirdische Speicheranlagen

für Erdgas (Abb. 2). Deren Speicherkapazitäten sind mit ca. 26,5 Mrd. m³ (ca. 240 TWh) Arbeitsgas die höchsten im europaweiten Vergleich (LBEG 2020b). Arbeitsgas bezeichnet den Gasanteil am Gesamtvolumen des Speichers, der über das Jahr hinweg tatsächlich entnommen und genutzt werden kann. Dem steht das Kissengas gegenüber, welches für die Beibehaltung des Betriebsdrucks dauerhaft im Speicher verbleibt. Die Funktion des Kissengases besteht darin, den minimal notwendigen Speicherdruck für eine optimale Ein- und Ausspeicherung zu ermöglichen. Die Gesamtmenge des zu speichernden Gases hängt vom Volumen, der Porosität, der Permeabilität des Reservoirs sowie von der Temperatur und dem Druck bei der Speicherung ab, wobei sich der Druck während der Ein- und Ausspeicherung von Gas ändert

**Abb. 1:** Die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage und -erzeugung in Deutschland ohne fossile Wasserstofferzeugung. Werte in TWh Heizwert; nach Prognos et al. (2020).**Fig. 1:** The development of hydrogen demand and production in Germany without fossil hydrogen production. Values in TWh; after Prognos et al. (2020).

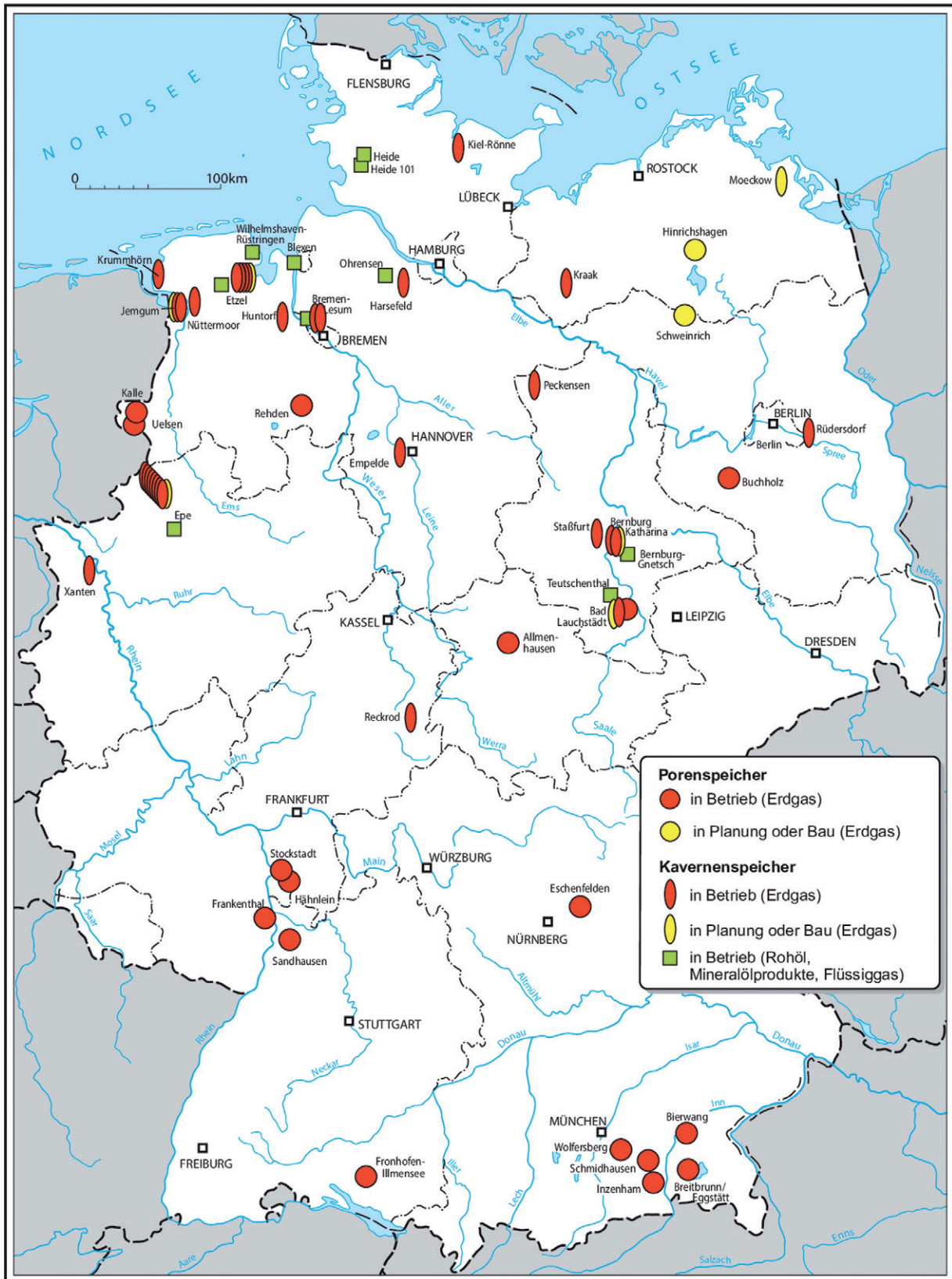


Abb. 2: Übersicht über untertägige Gasspeicher in Deutschland, verändert nach LBEG (2020b). An 31 dieser Standorte findet die Speicherung in insgesamt 272 Salzkavernen statt (LBEG 2020b).

Fig. 2: Overview of underground gas storage (UGS) facilities in Germany; modified after LBEG (2020b). Storage takes place in a total number of 272 salt caverns at 31 localities (LBEG 2020b).

(Tek 1989). Die Menge des benötigten Anteils an Kissengas hängt wiederum stark von der Art der Speicherung ab. Für die Erdgasspeicherung zeigt die Praxis Werte von 50–80 % bei Aquiferspeicherung, ca. 50 % bei der Nachnutzung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten und 20–40 % bei Salzkavernen (Tek 1989; Kruck et al. 2013; Bai et al. 2014; Feldmann et al. 2016; LBEG 2020b). Die aktuellen Speicherkapazitäten reichen aus, um den gesamten deutschen Bedarf an ca. 40–50 Wintertagen zu decken (Däuper et al. 2015). Neben der Vorhaltung aus Gründen der Versorgungssicherheit, besteht ein besonderes Interesse in der Speicherung großer Mengen Erdgases durch die Gaswirtschaft und deren Gas-handel (Bruns 2015). Grundlegend besitzt Wasserstoff mit 2 g/mol ein im Vergleich zu Methan (16 g/mol) und Luft (29 g/mol) sehr niedriges Molekulargewicht. Hieraus resultiert ein im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas etwa achtfach höherer energetischer Aufwand für die Kompression und Einspeicherung (Crotogino & Hamelmann 2007). Wasserstoff verfügt im Vergleich zu Erdgas einen wesentlich geringeren Heizwert (Wasserstoff ca. 3,00–3,54 kWh/Nm³, Erdgas ca. 8,8–10,4 kWh/Nm³). Der Energiegehalt von 1 Nm³ Wasserstoff entspricht 0,34 l Benzin, 1 l flüssiger Wasserstoff entspricht 0,27 l Benzin und 1 kg Wasserstoff entspricht 2,75 kg Benzin (Linde Gas GmbH 2013).

Obwohl die unterirdische Speicherung von Erdgas eine etablierte Methode darstellt, gibt es kaum praktische Erfahrungen mit der untertägigen Speicherung von Wasserstoff, auch existieren nur einige wenige industrielle Anlagen. Die Ergebnisse einzelner Forschungsprojekte und theoretische länderspezifische Potenzialabschätzungen finden sich u. a. bei Sørensen (2007), Stone et al. (2009), Basniev et al. (2010), Kruck et al. (2013), Bai et al. (2014), Iordache et al. (2014), Lord et al. (2014), BGR (2015), Gammer (2015), Bünger et al. (2016), Donadei et al. (2016), Gupta et al. (2016), Panfilov (2016), Netherlands Enterprise Agency (2017), Tarkowski (2017), Juez-Larré et al. (2019), Lemieux et al. (2019), Speight (2019), Tarkowski (2019), Caglayan et al. (2020), Donadei et al. (2020), Zivar et al. (2021), Mouli-Castillo et al. (2021) und Scafidi et al. (2021). Eine Studie der Netherlands Enterprise Agency (2017) ergab, dass für eine Umrüstung bestehender Erdgasspeicher in reine Wasserstoffspeicher die Oberflächeninfrastruktur ausgetauscht und neu ausgelegt werden muss. Daneben müssen eine Reihe von Forschungsfragen geklärt werden, wie zum Beispiel die geochemischen und mikrobiologischen Reaktionen von Wasserstoff mit dem Speichermedium, sowie die Wechselwirkung von bestimmten Stahllegierungen und Wasserstoff.

Derzeit werden vier Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff im geologischen Untergrund diskutiert (Kruck et al. 2013; Tarkowski 2019; Zivar et al. 2021):

- I. Porenspeicher
 - (a) Aquifere
 - (b) erschöpfte Erdgaslagerstätten („depleted gas reservoirs“)
- II. Kavernenspeicher
 - (a) Salzkavernen
 - (b) Felskavernen

2. Wasserstoffspeicherung in Aquiferspeicher

Als Aquifer (auch Grundwasserleiter) wird ein Gesteinskörper beschrieben, der aufgrund seiner Durchlässigkeit (Porosität und Permeabilität) zur Leitung von Wasser geeignet ist (Hölting & Coldewey 2013). Ein Aquifer wird geologisch durch wasserundurchlässige Schichten (z. B. Tone) begrenzt. Es werden drei Arten von Grundwasserleitern unterschieden, die auch kombiniert vorkommen können (Hölting & Coldewey 2013):

- (a) Porengrundwasserleiter bestehen aus Gesteinen, deren Porenraum von Grundwasser durchflossen wird,
- (b) Kluftgrundwasserleiter bestehen aus undurchlässigen Gesteinen, die durchflusswirksame Klüfte und Gesteinsfugen besitzen,
- (c) Karstgrundwasserleiter bestehen aus Karbonatgesteinen mit durchflusswirksamen Verkarstungen.

Aquifere werden in Europa seit 1953 für die Erdgasspeicherung eingesetzt (für Deutschland siehe Abb. 5). Generell sind Aquifere in der Lage enorme Gasmengen zu speichern und ihre Nutzung ist weltweit seit vielen Jahrzehnten im Bereich der Erdgasspeicherung Standard (Kruck et al. 2013). So trägt zum Beispiel das maximale Volumen des russischen Aquiferspeichers, Kasimovskoie, 18 Mrd. m³ Gas (Gupta et al. 2016; Panfilov 2016). Die Erdgasspeicherung in Aquifere erfolgt vor allem in Regionen, in denen weder Salzlagerstätten, die sich für den Kavernenbau eignen, noch ausgeförderte Gasfelder vorhanden sind. Laut „Gas Storage Map“ der Gas Infrastructure Europe (GSE 2018) werden Aquiferspeicher zur Erdgasspeicherung in sieben verschiedenen Ländern innerhalb der EU an insgesamt 31 Standorten betrieben.

2.1 Speicherverfahren

Zwei grundlegende geologische Bedingungen müssen erfüllt sein, um einen unterirdischen Aquiferspeicher zu schaffen:

- (a) Die für die Injektion ausgewählten Gesteine haben gute Reservoirereigenschaften (hohe Porosität und Permeabilität),
- (b) Die Gesteine werden von undurchlässigem Deckgestein umgeben, das die Migration des gespeicherten Gases begrenzt.

Im Gegensatz zu den Öl- und Gasreservoirs (siehe unten) ist die Abdichtung eines einzelnen Aquifers zunächst unbekannt, da er z. B. durch offene Störungen mit anderen Aquifere verbunden sein kann. Ein potenziell geeigneter Aquifer muss daher vor seiner Nutzung geologisch intensiv erkundet werden um potenzielle Risiken, wie der möglichen Migration von Wasserstoff z. B. entlang von Verwerfungen, biochemische Reaktionen oder Reaktionen von Wasserstoff mit Mineralen im Speichergestein, auszuschließen (Heinemann et al. 2021). Aus diesem Grund sind für die Aquiferspeicherung geologische und geophysikalische Vorerkundungen, Forschungsbohrungen sowie geologische Modelle erforder-

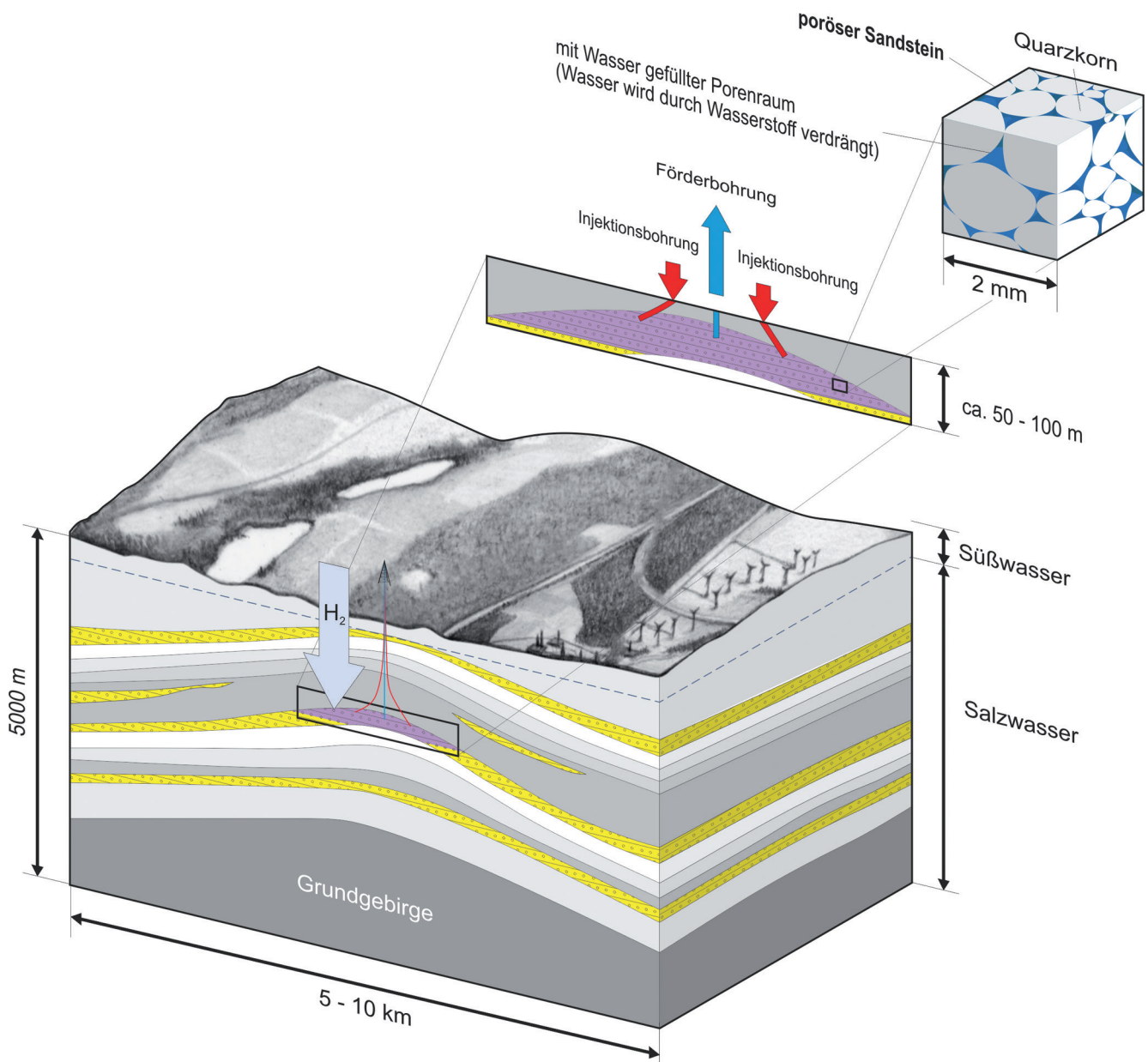


Abb. 3: Schematische Darstellung zur Speicherung von Wasserstoff in einem siliziklastischen Aquifer (z. B. poröser Sandstein). Dabei wird das Porenfluid zwischen den Quarzkörnern durch Wasserstoff verdrängt. Durch den Dichteunterschied sammelt sich das Gas am Top der antyklinalen Struktur. Legende siehe Abb. 4.

Fig. 3: Schematic overview of hydrogen storage in a siliciclastic aquifer (e.g. porous sandstone). The pore fluid between quartz grains is displaced by hydrogen. Due to density differences, gas accumulates at the top of the anticlinal structure. See Fig. 4 for legend.

lich, welche die Integrität des gesamten Speicherortes, des umgebenen Gesteins und der darüber liegenden Barrieregesteine ermitteln. Da der Porenraum des angezielten Aquifers vollständig mit Formationsfluid gefüllt ist, muss dieses durch das injizierte Gas, hier Wasserstoff, nach unten und zur Seite verdrängt werden, um Speicherraum zu schaffen (Abb. 3). Wasserstoff verdrängt dabei aufgrund der geringeren Dichte das Wasser, das später bei einer Entnahme des Gases wieder zurückfließt. Ein erheblicher Teil des anfangs

eingespeisten Gases (bei der Erdgasspeicherung ca. 50–80 % des Gesamtspeichervolumens) wird als Kissengas im Aquifer verbleiben und steht für eine spätere Rückgewinnung nicht mehr zur Verfügung. Aktuelle Studien gehen von einem Anteil von lediglich 25–66 % Kissengasanteil bei reinen Wasserstoffspeichern aus (Bai et al. 2014; Sainz-Garcia et al. 2017). Einspeise- und Förderzyklen können aus der Erdgasspeicherung abgeleitet werden, diese belaufen sich auf ein bis maximal zwei Füll- und Entnahmephasen pro

Jahr. Wasserstoffspeicher in Aquiferen könnten sich daher als saisonale Speicher eignen.

2.2 Herausforderungen

Die möglichen physikalisch-chemischen und biochemischen Wechselwirkungen unterscheiden sich bei der Wasserstoffspeicherung erheblich von der Erdgasspeicherung, was neue wissenschaftliche und technische Probleme aufwirft, die die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff-Aquiferspeichern möglicherweise infrage stellen (Panfilov 2016). Darüber hinaus können Mikroorganismen, die in der Lage sind H_2 als Energiequelle zu nutzen, einen erheblichen Einfluss auf die Effizienz unterirdischer Wasserstoffspeicher haben (Panfilov 2010; Ebigbo et al. 2013; Reitenbach et al. 2015; Bo et al. 2021; Dopffel et al. 2021). Bedeutende Reaktionen sind hierbei Methanogenese, Desulfurkation, Acetogenese, Eisenreduktion und Denitrifikation. Da diese Vorgänge ebenfalls in erschöpften Erdgaslagerstätten auftreten und erforscht wurden, werden diese ausführlich in Kapitel 3.2 beschrieben.

2.3 Erfahrungen mit Wasserstoff in Aquiferen

Bisher sind keine Daten über die Speicherung von reinem Wasserstoff in Aquiferen veröffentlicht worden. Allerdings gibt es Erfahrung mit der Speicherung von Stadtgas in Aquiferen. Für das ehemalige Wiener Gaswerk Simmering wird die Zusammensetzung von Stadtgas folgendermaßen angegeben: Wasserstoff, H_2 (51 %), Methan, CH_4 (21 %), Stickstoff, N_2 (15 %), Kohlenstoffmonoxid, CO (9 %) (Fasanio & Molinard 1989; Panfilov et al. 2006; Kruck et al. 2013). Des Weiteren wurde auch Helium erfolgreich in Aquiferen gespeichert (Tade 1967). Dies lässt darauf schließen, dass dieselben Medien auch für die Speicherung von Wasserstoffgas geeignet sind (Lord et al. 2011).

Die Speicherung wasserstoffhaltiger Gase ist u. a. aus Frankreich und Tschechien bekannt. In Beynes (Frankreich) lagerte Gaz de France (GDF) zwischen 1956 und 1972 Gas mit einem Wasserstoffanteil von 50 % in einem Aquifer mit einem Fassungsvermögen von 385 Mio. m^3 . Während der 18 Betriebsjahre wurden keine Sicherheitsprobleme oder Wasserstoffverluste gemeldet. Es wurde jedoch eine intensive bakterielle Aktivität und eine fortlaufende Veränderung der Gaszusammensetzung beobachtet (Tarkowski 2019). Seit 1975 wird der Speicher in Beynes für die Speicherung von Erdgas verwendet. In der Tschechischen Republik, in Lobodice, wird Stadtgas mit 50 % H_2 und 25 % CH_4 in einem Aquifer gespeichert (RWE Gas Storage 2021).

In Deutschland wurde in Ketzin, 40 km westlich von Berlin, in den 1960er Jahren Erdgas in einem Sandstein-Aquifer in 200–250 m Tiefe gespeichert. Zwischen 2008 bis 2013 wurde ein weiteres Sandsteinreservoir in 630–650 m Tiefe als erster europäischer Onshore-Pilotstandort für die CO_2 -Speicherung genutzt. Es wurden fünf Bohrungen abgeteuft. Nach einem Vorschlag des GFZ Potsdam könnte diese geologische Struktur als Pilotprojekt zur Speicherung von

Wasserstoff weiter genutzt werden (Schmidt-Hattenberger et al. 2019).

Im schottischen Midland-Valley erfolgten erste Untersuchungen, um einen geeigneten Aquiferspeicher für Wasserstoff auszuweisen (Heinemann et al. 2018). In Polen wird gegenwärtig ein Sandsteinaquifer über dem Salzkissen Sulliszewo (50 km östlich von Stettin) zur Einspeisung von Wasserstoff erforscht (Luboń & Tarkowski 2020).

2.4 Mögliche Speicherpotenziale von Aquiferen

Scafidi et al. (2021) präsentieren eine Methodik zur Abschätzung des Aquiferspeicherpotenziales für Wasserstoff in Großbritannien unter Verwendung der Kohlendioxidspeicherdatenbank des British Geological Surveys (Bentham et al. 2014; Raza et al. 2016). Sie berechnen ein Potenzial von ca. 2200 TWh auf dem britischen Kontinentalschelf. Die Studie ist Teil des HyStorPor-Projekts der University of Edinburgh (2021).

Eine Potenzialabschätzung für Deutschland in Bezug auf eine Wasserstoffspeicherung in Aquiferen gibt es nicht. Zusammen mit den Staatlichen Geologischen Diensten (SGD) der Länder hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Projekt Speicherkataster in den Jahren 2008 bis 2011 Barriere- und Speichergesteine für die dauerhafte Speicherung von CO_2 ermittelt und untersuchungswürdige Gebiete definiert (Müller & Reinhold 2011). CO_2 -Speicherkapazitäten für Deutschland wurden von Knopf et al. (2010) und Knopf & May (2017) vorgelegt. Darüber hinaus sind Aquifere nicht nur für die Speicherung von CO_2 , sondern auch für eine geothermische Nutzung von Interesse. Im Projekt „Geothermieatlas“, das die BGR zusammen mit dem Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) bearbeitete, wurde daher der Fragestellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen der Speicherung von CO_2 und Tiefer Geothermie nachgegangen (Schulz et al. 2013). Alle Studien geben einen guten Überblick über mögliche Speicherpotenziale für Aquifere in Deutschland und können als Grundlage für weitere Forschungen in Bezug auf die untertägige Speicherung von H_2 dienen.

3. Wasserstoffspeicherung in erschöpften Erdgaslagerstätten

Erdgas- und Erdölvorkommen unterscheiden sich in ihrer geologischen Konfiguration kaum von Aquiferen. Sie bestehen in der Regel aus einem Reservoir (mit Kohlenwasserstoffen gefüllter Porenraum von Gesteinen, z. B. von Sandsteinen oder Karbonaten) und dessen Abdichtung (Barrieregestein). Aufgrund der geringeren Dichte der Kohlenwasserstoffe im Vergleich zu Wasser befinden sich diese immer am Top der Fallenstruktur (Abb. 4). Unterhalb des Gases (Gas/Wasser-Kontakt) befindet sich ein gewöhnlicher Aquifer (s. o.). Die Gesteine, die die Falle abdichten, halten die Kohlenwasserstoffe in der Lagerstätte und lassen sie nicht über deren

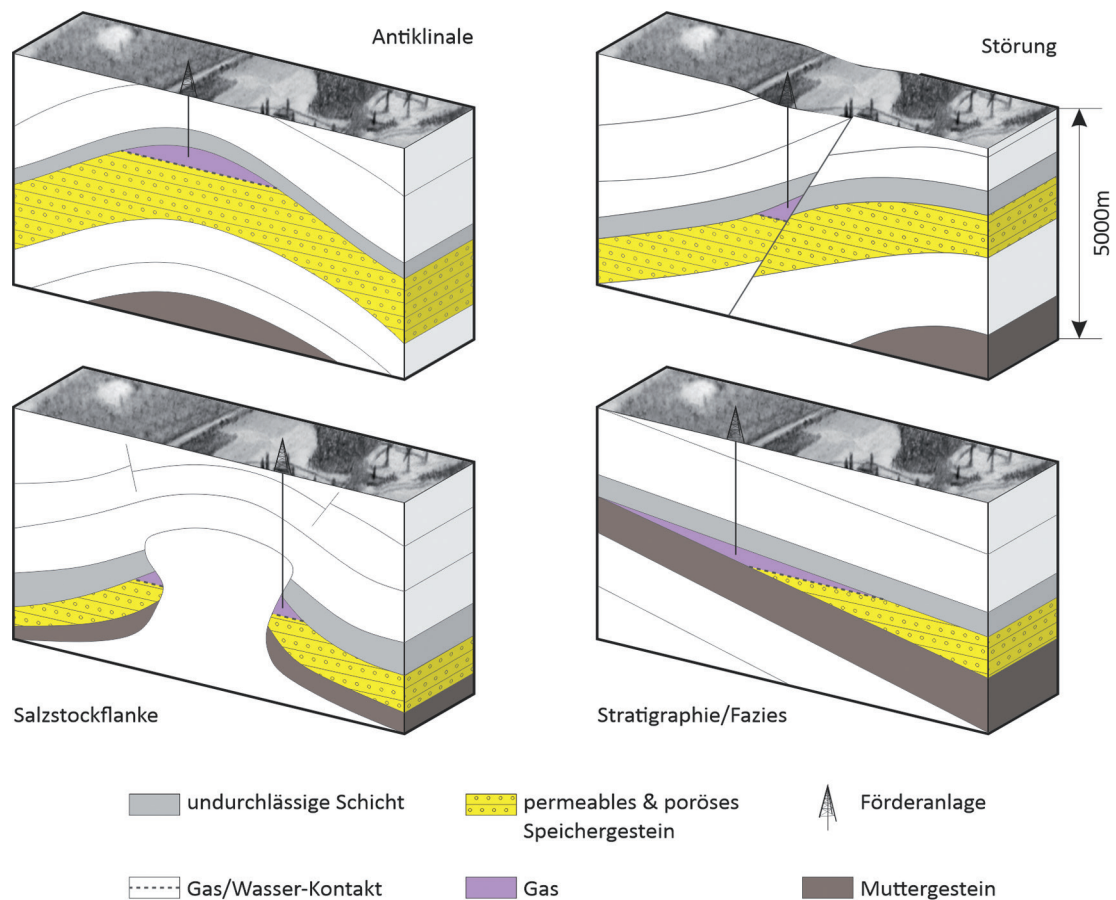


Abb. 4: Schematische Darstellung von Erdgas- und Erdölfallen; verändert nach [Grotzinger & Jordan \(2017\)](#).

Fig. 4: Schematic overview of natural gas and oil traps; modified after [Grotzinger & Jordan \(2017\)](#).

Grenzen hinaus wandern. Während der Gasförderung wird ein Teil der Kohlenwasserstoffe entfernt, wodurch sich die Gas/Wasser-Grenze nach oben hin verschiebt. Ein erheblicher Teil der Kohlenwasserstoffe verbleibt jedoch einerseits durch natürliche kapillare Kräfte und andererseits zur gewünschten Stabilisierung des Lagerstättendrucks als Kissengas innerhalb der Lagerstätte und kann nicht gefördert werden. Die Kissengasanteile in einem Untergrundspeicher variieren zwischen $\frac{1}{3}$ und $\frac{1}{2}$ des Gesamtvolumens. Laut „Gas Storage Map“ der Gas Infrastructure Europe ([GSE 2018](#)) werden erschöpfte Erdgaslagerstätten zur Erdgasspeicherung in elf verschiedenen Ländern innerhalb der EU an insgesamt 55 Standorten betrieben.

3.1 Speicherverfahren

Gaslagerstätten sind, solange sie noch in Betrieb sind, mit einer entsprechenden Infrastruktur ausgestattet, die mit einer speziellen Umrüstung auch für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden könnte. Die Nachnutzung von Gaslagerstätten für die Wasserstoffspeicherung ähnelt dem Speicherverfahren von Aquiferen. Gasfelder haben im Vergleich zu

Aquiferen den großen Vorteil, dass im Zuge ihrer Exploration bereits Daten gesammelt wurden und ihre Fähigkeit, Gas einzuschließen und zu speichern, erwiesen ist. Die Dichtheit von Gasvorkommen ist durch ihre pure Existenz belegt – das Gas blieb dort für Millionen von Jahren seit Entstehung der Lagerstätte. Ein erschöpftes Erdgasvorkommen enthält in der Regel eine gewisse Menge an Restgas, die aufgrund kapillarer Kräfte nicht gefördert werden konnte. Das vorhandene Restgas kann als Kissengas – es werden für einen Speicherbetrieb ca. 50 % des Gesamtvolumens als Kissengas benötigt – genutzt werden. Erdgas sollte daher nach Einschätzung von [Mouli-Castillo et al. \(2021\)](#) als nützlich und kosteneffizientes Kissengas für die Wasserstoffspeicherung untersucht werden. Der maximale Druck in unterirdischen Erdgasspeichern kann oft den ursprünglichen Lagerstättendruck übersteigen, was die Einlagerung größerer Gas-mengen, als die, die ursprünglich in der Lagerstätte vorhanden waren, ermöglicht ([Tek 1989](#)). Erschöpfte Erdölfelder werden hingegen nicht für untertägige Wasserstoffspeicher in Betracht gezogen. Insbesondere deshalb, weil dort sehr große Mengen des eingebrachten Wasserstoffs durch chemische Reaktionen mit Restöl u. a. in Methan gewandelt werden oder sich im Öl lösen können ([Tarkowski](#)

2019). Einspeise- und Förderzyklen können aus der Erdgas-Speicherung abgeleitet werden, diese belaufen sich auf ein bis maximal zwei Füll- und Entnahmephase pro Jahr. Wasserstoffspeicher in erschöpften Gaslagerstätten könnten sich daher als saisonale Speicher eignen.

3.2 Herausforderungen

Simulationen von Hemme & van Berk (2018) zeigen, dass die unterirdische Speicherung von Wasserstoff in erschöpften Gasfeldern Risiken hinsichtlich einer bakteriellen Umwandlung von H_2 zu CH_4 (Methanogenese, $\frac{1}{4} HCO_3^- + H_2 + \frac{1}{4} H^+ \rightarrow \frac{1}{4} CH_4 + \frac{3}{4} H_2O$) und H_2S (Desulfurikation, $\frac{1}{2} SO_4^{2-} + H_2 + \frac{1}{2} H^+ \rightarrow \frac{1}{2} HS^- + H_2O$), sowie Gas-Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen, die wiederum zu Veränderungen der Porosität des Speichergesteins führen, bergen. Sulfatreduktion ist in der Öl- und Gasindustrie ein altbekanntes Problem (Basafa & Hawboldt 2019). Dopffel et al. (2021) zeigen, dass es aufgrund von in der Lagerstätte vorhandenem CO_2 durch Metabolismus von Bakterien neben der Methanogenese auch zur Acetogenese ($\frac{1}{2} HCO_3^- + H_2 + \frac{1}{4} H^+ \rightarrow \frac{1}{4} CH_3COO^- + 2 H_2O$) kommen kann. In beiden Fällen wird Wasserstoff dem Speicher entzogen. Diese Erkenntnisse bestätigen jene von Panfilov (2010) und Ebigbo et al. (2013). Darüber hinaus können mit der Eisenreduktion ($2 FeOOH + H_2 + 4H^+ \rightarrow 2 Fe^{2+} + 4 H_2O$) und der Denitrifikation ($\frac{2}{3} NO_3^- + H_2 + \frac{2}{3} H^+ \rightarrow \frac{1}{3} N_2 + 1 \frac{1}{2} H_2O$) weitere mikrobielle Reaktionen ablaufen, die Wasserstoff abbauen (Dopffel et al. 2021). Die Bakterienkulturen der Lagerstätte sind sehr individuell und standortspezifisch, die langwierigen Füll- und Förderzyklen geben den Bakterien viel Zeit für ihren Metabolismus, was auch aufgrund der großen Oberfläche in Poren speichern zur Biofilmbildung führen kann (Dopffel et al. 2021). Kalzithaltige Speichergesteine (wie Karbonate und Sandsteine mit kalzitischem Bindemittel) verlieren nach Modellberechnungen von Bo et al. (2021) bis zu 10 % des ursprünglich eingespeisten Wasserstoffs durch mikrobielle Reaktionen von Kalzit und Wasserstoff. Die Autoren empfehlen, für die Wasserstoffspeicherung Gasfelder zu wählen, in denen das Restgas geringe CO_2 -Konzentrationen aufweist. Außerdem soll die Zusammensetzung der Speichergesteine geringe Mengen an sulfat- und karbonathaltigen Mineralen enthalten. Sandsteinreservoirs mit möglichst geringen Anteilen dieser Minerale können diese Bedingungen erfüllen. Aufgrund von langsameren Reaktionsgeschwindigkeiten werden darüber hinaus erschöpfte Erdgasfelder in geringeren Tiefen mit vergleichsweise niedrigen Drücken und Temperaturen empfohlen.

3.3 Erfahrungen mit Wasserstoff in erschöpften Gaslagerstätten

Im Rahmen der von der Bundesregierung im Jahre 2011 initiierten Forschungsinitiative „Energiespeicher“ und des darin verankerten Leuchtturmvorhabens „Wind-Wasserstoff-Kopplung“ war es Aufgabe des Verbundprojektes

H2STORE, mögliche Einflüsse von Wasserstoff auf die mineralogischen, geochemischen, petrophysikalischen und mikrobiologischen Eigenschaften siliziklastischer (Sandstein) Reservoir- und Deckgesteine (Tonstein) aus weitgehend ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu untersuchen (Pudlo et al. 2013; De Lucia et al. 2015). Die Untersuchungen konzentrierten sich auf Lagerstätten unterschiedlichen stratigraphischen Alters in Bayern, Brandenburg, Niedersachsen, Thüringen und Sachsen-Anhalt (Henkel et al. 2013). Die dort vorkommenden Sandsteinreservoirs waren aufgrund ihrer unterschiedlichen diagenetischen Geschichte kaum zu vergleichen und jedes Reservoir hatte seinen individuellen Charakter. Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff und Gestein, speziell mit dem Bindemittel (Matrix) der Sandsteine waren häufig und führten zur Verringerung der Porosität und Permeabilität. Im Rahmen des Projektes untersuchten Hagemann et al. (2016) Wechselwirkungen von H_2 und Lagerstättenwasser in einem fiktiven mehrfach geschichteten Reservoir (Ton-Sandstein-Wechselfolgen). Feldmann et al. (2016) modellierten daraufhin einen theoretischen Speicherbetrieb von Wasserstoff. Dabei wurde während der Erschließungsphase der Lagerstättendruck durch die Injektion von 271 Mio. m^3 Wasserstoff auf die ursprünglichen Reservoirbedingungen zurückgeführt. Eine stabile Verdrängung des Lagerstättenfluids sorgte für die Etablierung eines homogenen und hochkonzentrierten Wasserstoffbereichs in der Umgebung der Betriebsbohrung. Der Speicherbetrieb war durch die abwechselnde Injektion und Entnahme von Wasserstoff gekennzeichnet, was eine jährliche Gasentnahme von 107,7 Mio. m^3 sicherstellte. Die durchschnittliche Wasserstoffkonzentration des geförderten Gases betrug 82 mol% im ersten Förderzyklus und stieg auf 85,2 mol% während der letzten Förderperiode. Die Ergebnisse zeigen das große theoretische Potenzial dieser Speichermethode.

An einer kleinen Gaslagerstätte in Pilsbach (Österreich) wurde die Speicherung eines Gasgemisches mit 10 % Wasserstoff im Projekt **Untergrund Sun Storage** erfolgreich getestet (Underground Sun Storage 2017). Im Folgeprojekt **Underground Sun Conversion** soll nun die vorhandene Erdgaslagerstätte als natürlicher geologischer „Bio-Reaktor“ für die Methanisierung genutzt werden (Pichler 2019; Strobel et al. 2020). Dabei wird durch die Reaktion von H_2 und CO_2 zu CH_4 „erneuerbares Erdgas“ gewonnen. Mit diesem Ansatz könnten erschöpfte Gaslagerstätten in Zukunft, durch die Injektion von CO_2 -reichem Stadtgas oder aus Kohle hergestelltem Synthesegas und H_2 weiter industriell genutzt werden (Panfilov 2010).

Einen ähnlichen Ansatz verfolgt die Firma Hychico C.A. in Patagonien (Argentinien), die bei Diadema, ausgehend vom europäischen **HyUnder**-Projekt (siehe unten), eine Gaslagerstätte für die Methanisierung nutzen will. Ein Teil der Lagerstätte soll jedoch auch als reiner Wasserstoffspeicher genutzt werden (Hychico 2021).

3.4 Mögliche Speicherpotenziale von erschöpften Erdgaslagerstätten

Für Großbritannien schätzen [Scafidi et al. \(2021\)](#) und [Mouli-Castillo et al. \(2021\)](#) in ihren Studien, die Teil des Projekts **HyStorPor** sind, ein Speicherpotenzial von 6.900 TWh in den Gasfeldern des britischen Schelfgebietes (bzw. 2.661,9 TWh in ausgewählten Feldern). Diese Menge ist um ein Vielfaches größer als der saisonale Wärmebedarf Großbritanniens (77,9 TWh). In den Niederlanden bietet die große Anzahl von bald erschöpften Gasfeldern dem Land viele Möglichkeiten der untertägigen Gasspeicherung. [Juez-Larré et al. \(2019\)](#) schätzen die Speicherpotenziale für Wasserstoff auf ein Volumen von 93 Mrd. m³ (227 TWh) in der niederländischen Nordsee und von 60 Mrd. m³ (179 TWh) onshore Niederlande. Für Österreich schätzt [Underground Sun Storage \(2017\)](#) ein Wasserstoff-Speicherpotenzial von mehr als 8 Mrd. m³ (93 TWh).

Deutschlands Gasfelder sind auf regionale Cluster innerhalb des Norddeutschen Beckens, des Thüringer Beckens, des Oberrheingrabens sowie des Molassebeckens beschränkt (Abb. 5) und sind vielfach bereits erschöpft und zurückgebaut worden ([LBEG 2020a](#)). Potenzialabschätzungen in Bezug auf die Verwendung ausgeförderter Gasfelder für die Wasserstoffspeicherung gibt es nicht. Über den Stand der deutschen Erdgasförderung gibt der jährliche Statusbericht des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie in Niedersachsen Auskunft ([LBEG 2020a](#)).

4. Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen

Steinsalz ist ein Evaporit- und Sedimentgestein, welches in der geologischen Vergangenheit auf natürlichem Weg durch Ausfällung aus konzentriertem Meerwasser entstanden ist. Bei Salzkavernen handelt es sich um künstlich angelegte Hohlräume in Salzhorizonten, sowohl in Salzstrukturen (Salzstöcke, -kissen, -mauern) als auch in flach lagernden Salzen. In Deutschland findet Erdgasspeicherung an insgesamt 31 Standorte in 272 Salzkavernen statt ([LBEG 2020b](#)).

4.1 Speicherverfahren

Die Anlage von Gasspeichern in Kavernen ist an das Vorkommen von mächtigen unterirdischen Salzvorkommen in Tiefen von ca. 400 bis 2.000 m gebunden. Durch Aussolung mit Süßwasser lassen sich flaschenartige Hohlräume entlang von Bohrungen erzeugen. Dabei wird durch Injektionssonden Süßwasser in das Salzgestein eingebracht und daraufhin die durch Lösung entstandene Sole mittels Pumpen zu Tage gefördert und entsorgt bzw. weiterverarbeitet. Das Gas wird anschließend über Kompressoren in die Kaverne eingebracht und unter Druck gespeichert (Abb. 6). Steinsalz verfügt infolge seiner Mineralstruktur und seines damit inerten chemischen Verhaltens über ein abdichtendes Verhalten. Es reagiert aufgrund dessen nur minimal mit Gasen wie CH₄ oder

H₂ ([Barron 1994](#); [Landing et al. 2014](#); [Letcher 2016](#); [Stolten & Emonts 2016](#); [Caglayan et al. 2020](#)).

Steinsalz bietet durch seine chemischen und physikalischen Eigenschaften eine vielversprechende Option als Unterspeicher für Wasserstoff, was durch den Betrieb von Anlagen zur Speicherung von Stadtgas und Erdgas bereits belegt ist. Im Vergleich zu Porenspeichern zeichnen sich Salzkavernenspeicher mit bis zu zehn Mal höheren Abgabeleistungen aus, da das Gas nicht im Porenraum des Gesteins gebunden ist ([Tarkowski 2019](#)). Sie sind daher gut für die Mittellast- und die tageszeitliche Spitzenabdeckung geeignet. Aufgrund geringerer Anteile notwendigen Kissengases (ca. 25 % des Gesamtvolumens gegenüber 25–60 % Kissengasanteil bei Porenspeichern) sind Kavernenspeicher ökonomisch günstiger als Porenspeicher (Aquifer/Gaslagerstätte) zu betreiben.

4.2 Herausforderungen

[Dopffel et al. \(2021\)](#) zeigen auf, dass einige halophile Bakterien in der Lage sind, in hochkonzentrierten Salzlösungen, wie sie in Salzkavernen auftreten, zu leben. Hierbei müsse jedoch im Vorfeld eine entsprechende Bakterienkontamination von außen, z. B. durch das Spülwasser, in die Salzkaverne erfolgen. Im Vergleich zu Porenspeichern (Aquifere und erschöpfte Gaslagerstätten) wäre das Ausmaß einer möglichen Biofilmbildung in Salzkavernen aufgrund einer viel geringeren Kavernenoberfläche jedoch deutlich niedriger. [Hemme & van Berk \(2017\)](#) wiesen die Bildung von H₂S durch bakterielle Sulfatreduktion in einem Salzkavernenspeicher für Erdgas (CH₄) nach. Bedingt durch die wesentlich kürzeren Einspeise- und Entnahmezyklen, die bei der Salzkavernenspeicherung möglich sind, besteht ein höheres Risiko einer externen Bakterienkontamination während der Befüllung. Weitere Herausforderungen sind insbesondere auch bei der Verwertung oder Entsorgung der bei der Solung einer Kaverne anfallenden Salzsole zu sehen ([Tarkowski & Czapowski 2018](#); [Reveillere & Hévin 2019](#)), sowie in Hinblick auf Nutzungs- und Interessenkonflikte bei der Errichtung eines geeigneten Standortes ([Tarkowski 2017](#); [Tarkowski & Czapowski 2018](#); [Tarkowski 2019](#); [Lankof & Tarkowski 2020](#)).

4.3 Erfahrungen mit Wasserstoff in Salzkavernen

Momentan gibt es weltweit vier Standorte, an denen Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff genutzt werden (Tab. 2). Diese befinden sich in Großbritannien (ein Standort) und den USA (drei Standorte) ([Liebscher et al. 2016](#); [Panfilov 2016](#); [Tarkowski 2019](#); [Caglayan et al. 2020](#); [Zivar et al. 2021](#)).

In Großbritannien werden in Teesside, Yorkshire, seit 1972 etwa 1 Mio. m³ eines Gasgemisches (95 % H₂ und 3–4 % CO₂) in drei Salzkavernen in ca. 400 m Tiefe bei ca. 50 bar gespeichert. Die Kavernen werden von SABIC betrieben. Der gespeicherte Wasserstoff wird in unmittelbarer

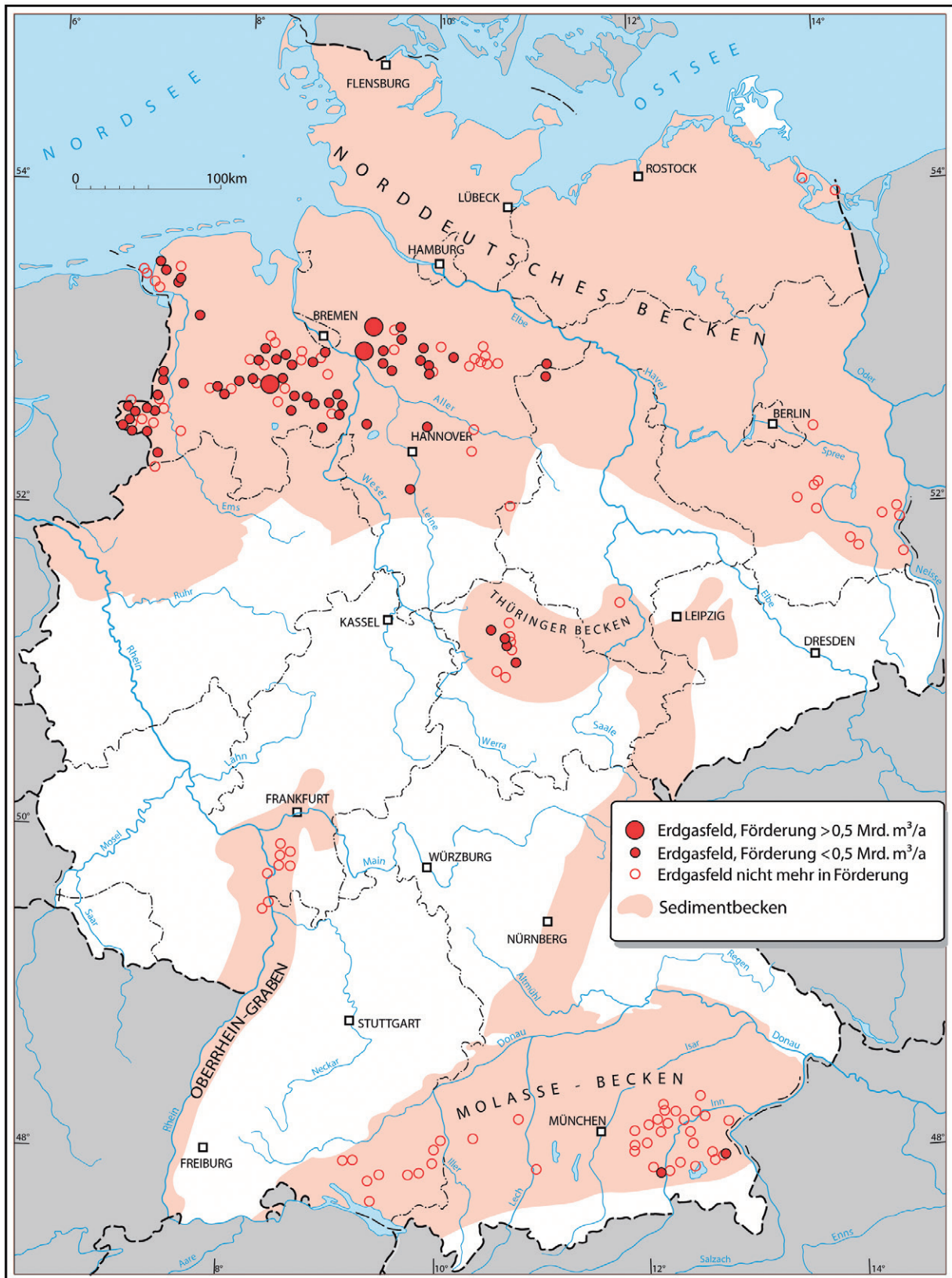


Abb. 5: Übersicht über prospektive Gebiete (Sedimentbecken) und sich darin befindlichen Gasfelder (aktiv und inaktiv) in Deutschland; verändert nach LBEG (2020a).

Fig. 5: Overview of prospective areas (sedimentary basins) and gas fields located in them (active and inactive) in Germany; modified after LBEG (2020a).

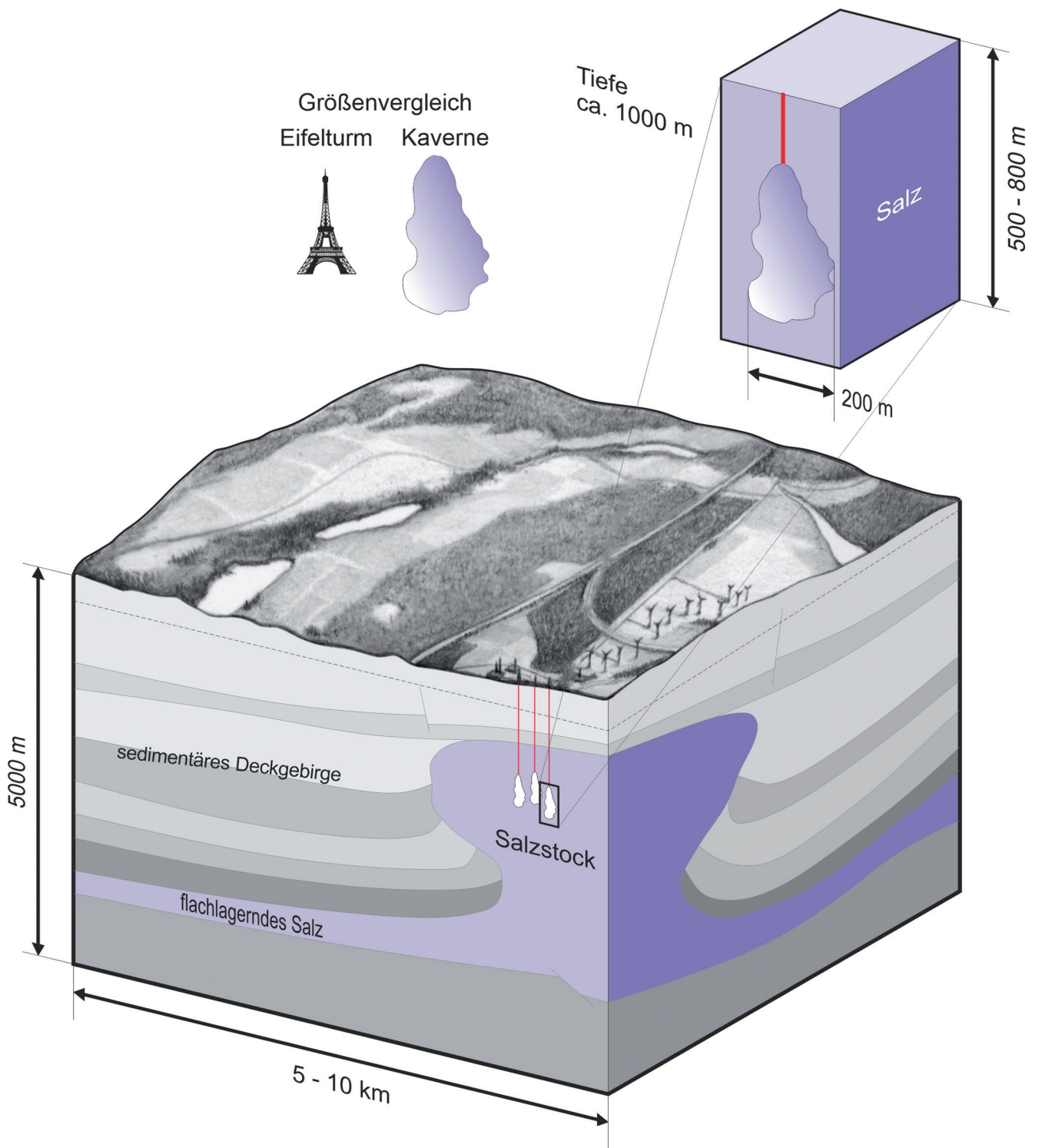


Abb. 6: Schematische Darstellung eines Salzdiapirs, in den Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff eingebracht wurden.

Fig. 6: Schematic overview of a salt dome in which caverns have been constructed for underground hydrogen storage.

Tab. 2: Weltweite Standorte, an denen Wasserstoff untertägig in Salzkavernen gespeichert wird (Stand: Mai 2021).**Table 2:** List of locations where hydrogen is stored in salt caverns worldwide (last updated in May 2021).

Standort	Teesside (Yorkshire, UK)	Beaumont (Texas, USA)	Lake Jackson (Texas, USA)	Liberty (Texas, USA)
Struktur	Saltholm	Spindletop	Clemmons	Moss Bluff
Betreiber	SABIC	Air Liquide S.A.	Chevron Phillips Chemical Company LLC	Linde plc
Betrieben seit	1972	2017	1983	2007
Volumen [m ³]	3 × 70.000	>580.000	580.000	566.000

Nähe in einer Raffinerie zur Produktion von Methanol und Ammoniak verwendet (Liebscher et al. 2016).

In den USA vollendete Air Liquide S.A., ein bedeutender Hersteller von Wasserstoff in Nordamerika, in Beaumont, Texas, im Jahr 2017 die Auslaugung einer großen Salzkaverne im Salzstock Spindletop an der Golfküste (Brugier & Rosen 2017). Am dortigen Standort wird seitdem erfolgreich Wasserstoff gespeichert. Die Kaverne ist an ein regionales Wasserstoff-Pipelinennetzwerk angeschlossen.

Chevron Phillips Chemical Co. LP speichert in der Nähe von Lake Jackson, Texas (USA) seit den 1980er Jahren Wasserstoff in einer Salzkaverne im Salzstock Clemmons. Das Kavernendach liegt in etwa 850 m Tiefe. Die Kaverne hat die Form eines Zylinders mit einem Durchmesser von 49 m, einer Höhe von 300 m und einer nutzbaren Wasserstoffkapazität ca. 30 Mio. m³. Dieser Speicher ist direkt mit einer Raffinerie (Old Ocean Refinery) verbunden (Forsberg 2006).

Im Salzstock Moss Bluff, nordöstlich von Houston, Texas (USA), betreibt das Unternehmen Linde plc (früher Prairair) seit 2007 einen Kavernenspeicher für Wasserstoff. Die Anlage ist direkt an das firmeneigene Wasserstoff-Pipelinennetz entlang der Golfküste angeschlossen, das den petrochemischen Bedarf von Texas und Louisiana bedient (Gore & Hirsch 2007).

In Deutschland wurden ab den 1970er Jahren bis in die 1990er Jahre zwei Salzkavernenspeicher in Kiel und Bad Lauchstädt über längere Zeiträume mit Stadtgas, einem Gas mit einem Anteil von bis zu 60 % an Wasserstoff, betrieben.

Darüber hinaus gibt es in Europa seit einigen Jahren intensive Bemühungen, eine Wasserstoffspeicherung insbesondere in Salzkavernen voranzubringen (Tarkowski 2017; Tarkowski & Czapowski 2018; Tarkowski 2019; Lankof & Tarkowski 2020; Cyran & Kowalski 2021).

Abgeschlossene und zukünftige Forschungsprojekte sind u. a.:

Das grundlagenorientierte Verbundprojekt **H2-UGS** entwickelte eine standardisierte und übertragbare Methodologie zur zukünftigen Errichtung und Umrüstung von Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung (H2-UGS 2018).

Die Umrüstung eines Untergrund-Gasspeichers (Salzkavernen) zur Speicherung von Wasserstoff ist im Forschungsprojekt **HYPOS** in Bad Lauchstädt in Planung (Schmitz et al. 2018).

Ziel des von der EU im Zeitraum 2012–2014 geförderten Projektes **HyUnder** war es, das Potenzial der unterirdischen

Wasserstoffspeicherung in Europa unter Berücksichtigung geologischer und geografischer Faktoren zu bewerten und die Machbarkeit für die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff in Kombination mit einer großtechnischen unterirdischen Speicherung zu beurteilen (u. a. Kruck et al. 2013).

Fallstudien wurden für fünf repräsentative europäische Regionen erstellt (Frankreich, Deutschland, Niederlande, Rumänien und Spanien). Für jede der Fallstudien wurde die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoffspeichern im Vergleich zu anderen großtechnischen Energiespeicherkonzepten, das geologische Potenzial für Wasserstoffspeicher in der Region sowie die Einbettung der Wasserstoffenergiespeicher in den Energiemarkt untersucht. HyUnder (2014) empfiehlt in seinen Ergebnissen Salzkavernen für eine großmaßstäbliche Speicherung von Wasserstoff in Deutschland.

An dem seit 2007 für Erdgasspeicherung genutzten Standort Rüdersdorf bei Berlin plant die EWE Aktiengesellschaft im Projekt HyCavMobil für das Jahr 2021 den Bau einer ca. 500 m³ großen Testkaverne für reinen Wasserstoff mit einer Lagerkapazität von 6 t, die im Frühjahr 2022 in eine Testphase gehen soll. Geplant ist die Aussolung einer Kaverne in ca. 1.000 m Tiefe in Salzgesteinen des Zechsteins. Dabei soll die Funktionalität der Speicherung von grünem Wasserstoff unter Praxisbedingungen zusammen mit dem Institut für Vernetzung Energiesysteme der DLR erforscht werden. Im Fokus steht die Verwendung des gelagerten Wasserstoffs für die Nutzung im Schwerlastverkehr. Ziel ist u. a. die Bestimmung von Auswirkungen der Lagerung auf die Qualität des Wasserstoffs und die Einbindung ins Energiesystem (EWE Gasspeicher GmbH & Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – Institut für Vernetzte Energiesysteme 2021).

Im Rahmen des Forschungsprojektes **HyStorIES -Hydrogen Storage In European Subsurface**, das Teil der Forschungsinitiative Horizon 2020 der Europäischen Kommission ist, befassen sich Projektpartner aus Industrie und Wissenschaft mit wesentlichen technischen Machbarkeitsfragen zur Speicherung von Wasserstoff in Aquiferen und erschöpften Öl- und Gasfeldern, den mit diesen Optionen verbundenen Herausforderungen und Chancen und bewerten europaweit das techno-ökonomische Potenzial dieser unterirdischen Speicheroptionen bis 2050. Das Forschungsvorhaben ist am 01.01.2021 gestartet und hat eine Laufzeit von zwei Jahren (Europäische Kommission 2021; Nowack & Wagner 2021; LBST 2021).

Das **H2B** Projekt der deutschen Engie-Tochter Storengy in Lesum bei Bremen dient der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in der Nähe des dortigen Erdgaskavernenspeichers (Storengy 2021b, 2021c). Die Anlage soll Kunden aus der Industrie und dem Mobilitätssektor sowie Verbrauchern erneuerbarer Gase im Raum Bremen durch direkte Belieferung oder Einspeisung in das Erdgasnetz versorgen, dabei könnte die Kaverne vor Ort für eine Wasserstoffspeicherung dienen.

Der nordwestlich von Bourg-en-Bresse (Frankreich) gelegene Speicher Etrez ist der größte französische Erdgasspeicher in Salzkavernen und wird aktuell im Projekt **HyPSTER** für die Speicherung von grünem Wasserstoff erforscht (Reveillere & Hévin 2019; Hévin 2019; Storengy 2021a).

Darüber hinaus wird am gleichen Standort im Projekt **STOPIL H2**, innerhalb des ROSTOCK H-Projektes, die Machbarkeit zur Entwicklung eines industriellen Pilotstandortes für die Speicherung von Wasserstoff in einer Salzkaverne untersucht. Das Projekt wird von Géodénergies finanziert und einem französischen Konsortium bearbeitet, wobei Storengy als Projektleiter fungiert.

In NW-England entsteht aktuell die North West Hydrogen Alliance (**NWHA**), die die Entwicklung einer wasserstoffbasierten Wirtschaft in diesem Teil Englands voranbringen will. Im Gebiet Cheshire sollen dabei perspektivisch die bereits für Erdgas genutzten und gut erforschten Salzkavernen (Beutel & Black 2004) für Wasserstoff verwendet werden.

Im Projekt **HySecure** hat Storengy UK eine Machbarkeitsstudie am Standort Stublach erarbeitet und will im Projekt **Vanguard** mit dem Bau einer Salzkaverne für die Wasserstoffspeicherung beginnen (Stevenson et al. 2019; Mercer 2021).

Im niederländischen Pilotvorhaben **HyStock** entwickelt sich in der Provinz Groningen seit 2018 eine integrierte Wasserstoffinfrastruktur. Der Wasserstoff soll dabei in bestehende Salzkavernen bei Zuidwending, südöstlich von Groningen, gespeichert werden. Diese wurden bereits für die Erdgasspeicherung verwendet (van der Pluijm 2018).

Im ersten kommerziellen Wasserstoff-Projekt in Frankreich, **HyGreen** Provence, soll durch den Betreiber Engie sowie den Partnern DLVA (Durance Lubéron Verdon Agglomération), Air Liquide France und ihre Tochtergesellschaft Hydrogen Company ab 2028 lokal produzierter grüner Wasserstoff in Salzkavernen am Standort Manosque gespeichert werden (Engie 2021).

4.4 Mögliche Speicherpotenziale von Salzkavernen

Deutschlands Salzstrukturen, die für eine Speicherung in Frage kommen, befinden sich in Norddeutschland (Donadei et al. 2016; Donadei et al. 2020; Röhling et al. 2020; Abb. 7). Darüber hinaus existieren deutschlandweit flach lagernde Salinarhorizonte, die teilweise ebenfalls Potenzial für eine Wasserstoffspeicherung bieten. In zwei Projekten

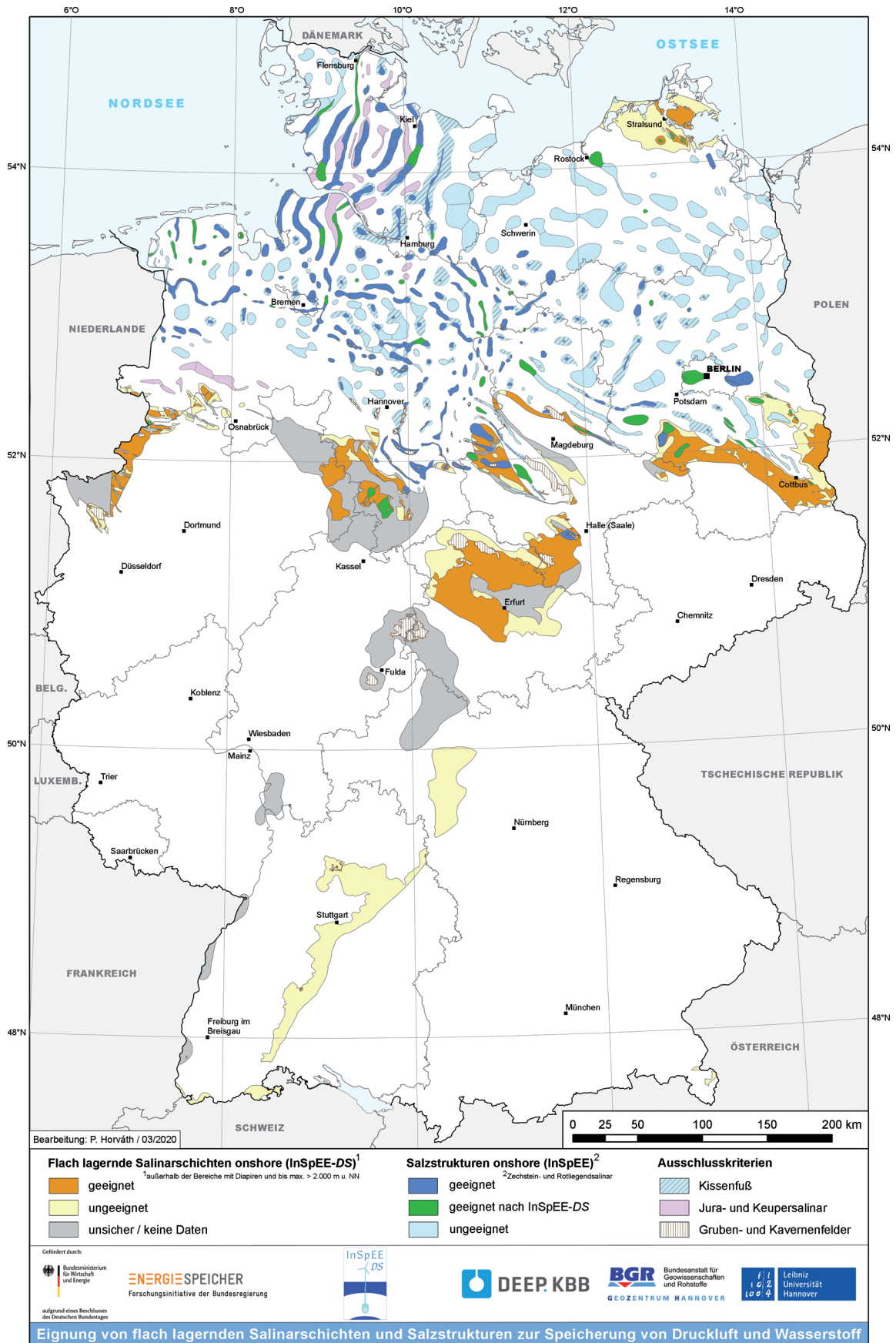
InSpEE (Donadei et al. 2016) und **InSpEE-DS** (Donadei et al. 2020; Röhling et al. 2020; Rokhar et al. 2020) hat die BGR zusammen mit Projektpartnern (Leibnitz-Universität Hannover, KBB Underground Technologies GmbH/DEEP, KBB GmbH) die Speicherpotenziale für Druckluft und Wasserstoff in Salzstrukturen und flach lagernden Salzen detailliert untersucht und auf Grundlage eines umfassenden Kriterienkataloges Potenzialabschätzungen für die Errichtung von Kavernenspeichern in Deutschland durchgeführt (Abb. 7). Unter Anwendung von Kriterien wie Mindestfläche, Mindestmächtigkeit, maximale Teufe, Salzqualität, Bergbau und Bebauung ergibt sich ein deutschlandweites Speicherpotenzial von insgesamt 3.478 TWh. Michalski et al. (2017) weisen darauf hin, dass die bereits für Erdgas verwendeten Salzkavernen bei einer Umrüstung eine potenzielle Speicherkapazität von 26,5 TWh besitzen. Caglayan et al. (2020) errechnen in ihrer Studie gar ein Nutzungspotenzial von 35.700 TWh für das gesamte deutsche Hoheitsgebiet und 9.400 TWh an Land.

In den Niederlanden sehen Juez-Larré et al. (2019) ein Potenzial für die Schaffung von bis zu 321 Salzkavernen mit einem möglichen Speichervolumen von 14,5 Mrd. m³ (43,3 TWh). Nach einer Studie von Caglayan et al. (2020) besitzt u. a. Polen ein Speicherpotenzial von ca. 10.000 TWh sowie Frankreich von 510 TWh.

Die großen Unterschiede in den berechneten Potenzialen ergeben sich u. a. durch eine unterschiedliche Betrachtung der Kavernengröße, der Kavernenabstände, der Abstände zu Salzstrukturrändern und Störungen, der P-T-Verhältnissen bei der Speicherung (Komprimierung des Gases) und der obertägigen Infrastrukturen (Besiedlung, Verkehr, Industrie etc.), wobei in den Projekten InSpEE und InSpEE-DS für Deutschland ein eher konservativer Ansatz gewählt wurde.

5. Wasserstoffspeicherung in Felskavernen

Felskavernen beschreiben bergmännisch geschaffene Hohlräume im Festgestein. Sie müssen mit einer nicht reaktiven metallischen Auskleidung versehen werden um einerseits ein Austreten des eingespeicherten Gases über Klüfte und Störungen und andererseits chemischen Reaktionen mit der Auskleidung zu verhindern. Bislang wurde jedoch nur eine Pilotkaverne für Erdgas in Schweden erfolgreich realisiert (Kruck et al. 2013). Ein kritischer Aspekt ist die dauerhaft druckdichte Auskleidung der Kaverne mit geschweißten Blechen und die Überprüfung der Integrität vor Inbetriebnahme und während des Betriebs. Im Vergleich zu den geologischen Speichermöglichkeiten gelten diese künstlich geschaffenen Kavernen als unrentabel (Tarkowski 2019). Felskavernen kommen nach Meinung von Kruck & Crotagino (2013), Kruck et al. (2013) und Tarkowski (2019) in einzelnen Ländern nur dann in Betracht, wenn Porenspeicher bzw. Salzkavernen nicht zur Verfügung stehen. Sie könnten jedoch in weiten Teilen Skandinaviens aufgrund der dortigen geologischen Gegebenheiten von Interesse sein.



←
Abb. 7: Verteilung von Salzstrukturen und flach lagernden Salinarschichten in Deutschland (ausschließlich onshore) nach [Donadei et al. \(2020\)](#).

Fig. 7: Distribution of salt structures and shallow saline layers in Germany (exclusively onshore); modified after [Donadei et al. \(2020\)](#).

Tab. 3: Gegenüberstellung der Möglichkeiten, Wasserstoff untertägig in geologischen Strukturen zu speichern (u. a. nach [Tarkowski 2019](#), [Zivar et al. 2021](#), [Donadei et al. 2016](#), [Donadei et al. 2020](#)). Felskavernen wurden nicht berücksichtigt.

Table 3: Comparison of all options for underground hydrogen storage (UHS) in geological structures ([Tarkowski 2019](#), [Zivar et al. 2021](#), [Donadei et al. 2016](#), [Donadei et al. 2020](#)). Rock caverns were not considered.

	Aquifere (A)	Erschöpfte Gaslagerstätten (EG)	Salzkavernen (S)
Abdichtung	Möglicherweise nicht gegeben (Verbindung zu anderen Aquiferstockwerken)	gegeben	gegeben
Kapazität	sehr hoch	sehr hoch	variabel (aufgrund der Größe und Anzahl der Kavernen)
Anteil Kissengas am Gesamtvolumen	50–80 %	50 %	25 %
Forschungsaufwand im Vergleich zueinander	sehr hoch	hoch	gering
Praktische Erfahrung mit Wasserstoff	nicht vorhanden	nicht vorhanden	vorhanden
Mikrobielle In-situ-Reaktionen	mittel – hoch	hoch	sehr gering
Stahlkorrosion durch H₂	hoch	hoch	hoch
Diffusion und Gasvermischung	hoch	hoch	niedrig
Anzahl benötigter Bohrungen	mindestens 2, eher mehr	mindestens 2	1 pro Kaverne
Kosten im Vergleich zueinander	am höchsten	geringer als bei A und S	höher als bei EG aber niedriger als A
Förder- und Einspeisezyklus	1× pro Jahr	1× pro Jahr	bis zu 10 pro Jahr
Druck & Temperatur	gegeben	gegeben	steuerbar
Geologische Voraussetzung	Sedimentbecken mit Kalzit und sulfatarmen porösen und permeablen Schichten (z. B. Sandstein)	Sedimentbecken mit explorierten und erschöpften Erdgasfeldern	Salzablagerungen (flach lagernd, Salzkissen, Salzdiapire, Salzmauern) mit einer minimalen Mächtigkeit von ca. 70 m (flach lagernd) bzw. 100 m (Salzstrukturen)
Mögliche Standorte in Deutschland	Norddeutsches Becken, Oberrheingraben, Molassebecken, Thüringer Becken	v. a.: westliches und südöstliches Norddeutsches Becken, südliches Molassebecken	Norddeutsches Becken, Thüringer Becken
Druck, Temperatur, Salinität des Reservoirs	individuell	individuell	standardisiert

6. Fazit

Wasserstoff gilt heute als vielfältig einsetzbarer Energieträger, dem im Rahmen der Energiewende als Alternative zu den fossilen Energieträgern eine Schlüsselrolle zuerkannt wird. Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist dabei die aus geologischer und ökonomischer Sicht vielver-

sprechendste Art der Speicherung, gefolgt von der Nachnutzung erschöpfter Erdgasfelder und der Errichtung neuer Aquiferspeicher (Tab. 3). Aquifere können in Gebieten, in denen erschöpfte Erdgaslagerstätten oder Salzkavernen nicht verfügbar bzw. möglich sind, eine gute Alternative sein. Für alle drei Speicheroptionen besitzt Deutschland ein vielversprechendes Potenzial.

Die Frage, inwieweit sich Wasserstoff jedoch in ökonomischer Hinsicht zukünftig durchsetzen wird, ist noch nicht endgültig geklärt. So ist der Wirkungsgrad bei der Produktion und Verwendung von (grünem) Wasserstoff noch erheblich zu verbessern, damit die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger ökonomisch konkurrenzfähig werden kann. Davon wird auch abhängen, wie sich eine Transport- und Verteilinfrastruktur mittelfristig entwickeln wird und in welchem Maße Speicherreservoir für Wasserstoff in Zukunft benötigt werden.

7. Danksagung

Unser Dank gilt J. Rätz (BGR) für die Anfertigung der Abbildungen. Den Gutachtern U. Harms, J. Grötsch sowie G. von Goerne danken wir für die kritische Durchsicht des Manuskripts. Darüber hinaus bedanken wir uns bei H.-J. Brauner (LBEG) für das Bereitstellen von Unterlagen und Karten.

8. Schriftenverzeichnis

- Bai, M., Song, K., Sun, Y., He, M., Li, Y., & Sun, J. (2014). An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China. *Journal of Petroleum Science Engineering*, 124, 132–136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.037>
- Barron, T. F. (1994). Regulatory, technical pressures prompt more U. S. salt-cavern gas storage. *Oil & Gas Journal*, 92(37), 55–67.
- Basafa, M., & Hawboldt, K. (2019). Reservoir souring: Sulfur chemistry in offshore oil and gas reservoir fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(2), 1105–1118. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0528-2>
- Basniev, K. S., Omelchenko, R. J., & Adzynova, F. A. (2010). Underground hydrogen storage problems in Russia. In D. Stolten, & T. Grube (Eds.), *Proceedings 18th World Hydrogen Energy Conference 2010*. *Schriften des Forschungszentrums Jülich*, 78(4), 47–54.
- BCG – The Boston Consulting Group, & Prognos (2018). *Klimapfade für Deutschland* (290 pp.). München.
- Underground Sun Storage (2017). *Chemical storage of renewable energy in porous subsurface reservoirs with exemplary testbed* (187 pp.). Wien: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, AXIOM angewandte Prozesstechnik GmbH, Verbund AG, Montanuniversität Leoben, Universität für Bodenkultur Wien, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- Bentham, M., Mallows, T., Lowndes, J., & Green, A. (2014). CO₂ storage evaluation database (CO₂ stored). The UK's online storage atlas. *Energy Procedia*, 63, 5103–5113. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.540>
- Beutel, T., & Black, S. (2004). Salt deposits and gas cavern storage in the UK with a case study of salt exploration from Cheshire. *Solution Mining Research Institute; Technical Meeting, 3–6 October 2004, Berlin*.
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (2015). *Potenziale geologischer Energiespeicher in Deutschland. Kurzbericht zum geowissenschaftlichen Sachstand*. Hannover: BGR.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). *Nationales Reformprogramm 2020 – Die Nationale Wasserstoffstrategie* (29 pp.). Berlin: BMWi.
- Bo, Z., Zeng, L., Chen, Y., & Xie, Q. (2021). Geochemical reactions-induced hydrogen loss during underground hydrogen storage in sandstone reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(38), 19998–20009. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.116>
- Brugier, C., & Rosen, M. (2017). USA: Air Liquide operates the world's largest hydrogen storage facility. *American Air Liquide Communications*. https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2017/01/03/usa-air-liquide-operates-the_world-s-largest-hydrogen-storage-facility.pdf [10.03.2021].
- Bruns, W. (2015). *Auswirkungen zukünftiger Netzinfrastrukturen und Energiespeicher in Deutschland und Europa – Raumrelevante Großspeicher – Technologien und ihre Auswirkungen auf Natur und Landschaft. Teilbericht (TB) 3*. Bonn: Bundesamt für Naturschutz.
- Bünger, U., Michalski, J., Crotofino, F., & Kruck, O. (2016). Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. In M. Ball, A. Basile, & T. N. Veziroğlu (Eds.), *Compendium of hydrogen energy. Part 4* (pp. 133–163). Amsterdam: Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- Crotofino, F., & Hamelmann, R. (2007). *Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots*. Hannover.
- Cyran, K., & Kowalski, M. (2021). Shape modelling and volume optimisation of salt caverns for energy storage. *Applied Sciences (Basel, Switzerland)*, 11(1), 423–447. <https://doi.org/10.3390/app11010423>
- Däuper, O., Thole, C., Kirschnick, S., Lenze, A., Schulte, N., & Müller-Kirchenbauer, J. (2015). Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt. *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Becker Büttner Held (BBH), Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), TU Berlin. Schlussbericht* (266 pp.). Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2018). *dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen* (52 pp.). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Donadei, S., Fleig, S., Gast, S., von Goerne, G., Hölzner, M., & Horváth, P.-L. (2016). *Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)*. InSpEE. *Sachbericht*. Hannover: KBB Underground Technologies; <https://doi.org/10.2314/GBV:866755853>
- Donadei, S., Horváth, B., Horváth, P.-L., Keppliner, J., Schneider, G.-S., & Zander-Schiebenhöfer, D. (2020). *Teilprojekt Bewertungskriterien und Potenzialabschätzung. BGR. Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und*

- Druckluft) – Doppelsalinare und flach lagernde Salzschieben: InSpEE-DS. Sachbericht.* Hannover: BGR.
- Dopffel, N., Jansen, S., & Gerritse, J. (2021). Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(12), 8594–8606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058>
- Ebigbo, A., Golfier, F., & Quintard, M. (2013). A coupled, pore-scale model for methanogenic microbial activity in underground hydrogen storage. *Advances in Water Resources*, 61, 74–85. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2013.09.004>
- Engie (2021). ENGIE x Hygreen. <https://www.engie.com/en/business-case/engie-x-hygreen> [26.04.2021].
- Europäische Kommission (2021). *Underground storage of renewable hydrogen in depleted gas fields and other geological stores.* European Commission. https://cordis.europa.eu/programme/id/H2020_FCH-02-5-2020/ [27.04.2021].
- EWE Gasspeicher GmbH, & Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – Institut für Vernetzte Energiesysteme (2021). *Forschungsprojekt HyCavMobil. Untersuchung von Salzkavernen als potenziellen Speicherort für Wasserstoff.* https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13776/23923_read-57990/ [10.03.2021].
- Fasano, G., & Molinard, J. E. (1989). Mixing in underground gas storage. In M. R. Tek (Ed.), *Underground storage of natural gas. Theory and practice. NATO Advanced Study Institutes Series, E 171*, 301–325.
- Feldmann, F., Hagemann, B., Ganzer, L., & Panfilov, M. (2016). Numerical simulation of hydrodynamic and gas mixing processes in underground hydrogen storages. *Environmental Earth Sciences*, 75(16), 1–15. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5948-z>
- Forsberg, C. W. (2006). Assessment of nuclear-hydrogen synergies with renewable energy systems and coal liquefaction processes. *Report ORNL/TM-2006/114* (41 pp.). Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory.
- Franke, D., Blumenberg, M., & Pein, M. (2020). Wasserstoffvorkommen im geologischen Untergrund. *Commodity TopNews*, 63, 1–11.
- Gammer, D. (2015). *Hydrogen – The role of hydrogen storage in a clean responsive power system.* Loughborough: Energy Technologies Institute.
- Gore, S. S., & Hirsch, E. (2007). *Praxair commercializes industry's only hydrogen storage.* Linde plc. <https://investors.linde.com/archive/praxair/news/2007/praxair-commercializes-industrys-only-hydrogen-storage> [10.03.2021].
- Grotzinger, J., & Jordan, T. (2017). *Press/Siever Allgemeine Geologie.* Berlin: Springer Spektrum; <https://doi.org/10.1007/978-3-662-48342-8>
- GSE – Gas Storage Europe (2018). *GIE Storage Map. 1: 8.000.000.* <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/maps-data/gse-storage-map> [10.03.2021].
- Gupta, R., Basile, A., & Nejat Veziroglu, T. (2016). *Compendium of hydrogen energy: Hydrogen storage, distribution and infrastructure. Woodhead publishing series in energy*, 84, 1–419. Amsterdam: Woodhead Publishing.
- H2-UGS (2018). Allgemeine Methodologie zur Entwicklung und Errichtung von Wasserstoffkavernenspeichern. <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-ugs/> [10.03.2021].
- Hagemann, B., Panfilov, M., & Ganzer, L. (2016). Multicomponent gas rising through water with dissolution in stratified porous reservoirs – Application to underground storage of H₂ and CO₂. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 198–213. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.019>
- Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., . . . Wietschel, M. (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.* Karlsruhe, Freiburg: Fraunhofer.
- Heinemann, N., Booth, M. G., Haszeldine, R. S., Wilkinson, M., Scafidi, J., & Edlmann, K. (2018). Hydrogen storage in porous geological formations – Onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(45), 20861–20874. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.149>
- Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J. M., Hangx, S. J. T., Kallmeyer, J., Ostertag-Henning, C., . . . Rudloff, A. (2021). Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – The scientific challenges. *Energy & Environmental Science*, 14(2), 853–864. <https://doi.org/10.1039/D0EE03536J>
- Hemme, C., & van Berk, W. (2017). Potential risk of H₂S generation and release in salt cavern gas storage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 47, 114–123. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.09.007>
- Hemme, C., & van Berk, W. (2018). Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields. *Applied Sciences (Basel, Switzerland)*, 8(11), 2282. <https://doi.org/10.3390/app8112282>
- Henkel, S., Pudlo, D., & Gaupp, R. (2013). Research sites of the H₂STORE project and the relevance of lithological variations for hydrogen storage at depths. *Energy Procedia*, 40, 25–33. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.004>
- Hévin, G. (2019). Underground storage of hydrogen in salt caverns. *European Workshop on Underground Energy Storage, November 7th–8th 2019, Paris.*
- Hörling, B., & Coldewey, W. G. (2013). *Hydrogeologie – Einführung in die Allgemeine und Angewandte Hydrogeologie.* Heidelberg: Springer Spektrum; <https://doi.org/10.1007/978-3-662-59667-8>
- Hychico (2021). *Underground hydrogen storage.* Hychico S.A. <http://www.hychico.com.ar/eng/underground-hydrogen-storage.html> [17.02.2021].
- HyUnder (2014). HyUnder – Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. *Executive Summary* (94 pp.). Hannover.
- Iordache, I., Schitea, D., Gheorghie, A. V., & Iordache, M. (2014). Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(21), 11071–11081. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.05.067>
- Juez-Larré, J., van Gessel, S., Dalman, R., Remmelts, G., & Groenenberg, R. (2019). Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands. *First Break*, 37(7), 57–66. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0039>
- Knopf, S., & May, F. (2017). Comparing methods for the estimation of CO₂ storage capacity in saline aquifers in Germany: Regional aquifer based vs. structural trap based assessments. *Energy Procedia*, 114, 4710–4721. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1605>
- Knopf, S., May, F., Müller, C., & Gerling, J. P. (2010). Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60(4), 76–80.
- Kruck, O., & Crotogino, F. (2013). *Benchmarking of selected storage options. HyUnder – Assessment of the potential, the actors*

- and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. Hannover: KBB Underground Technologies.
- Kruck, O., Crotagino, F., Preliz, R., & Rudolph, T. (2013). *Overview of all known underground storage technologies for hydrogen*. HyUnder – Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe (94 pp.). Hannover.
- Landinger, H., Bünger, U., Raksha, T., Weindorf, W., Simón, J., Correas, L., & Crotagino, F. (2014). *Update of benchmarking of large scale hydrogen underground storage with competing options*. HyUnder – Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe (74 pp.). Hannover.
- Lankof, L., & Tarkowski, R. (2020). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(38), 19479–19492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.024>
- LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2020a). *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019* (53 pp.). Hannover: LBEG.
- LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. (2020b). Untertage Gasspeicherung in Deutschland. *Erdöl, Erdgas, Kohle*, 11, 20–25. <https://doi.org/10.19225/201101>
- LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2021). HyStorIES – Machbarkeitsstudie zu Speicherung von Wasserstoff in verschiedenen geologischen Formationen in Europa. <https://lbst.de/referenzprojekte/hystories> [27.04.2021].
- Lemieux, A., Sharp, K., & Shkarupin, A. (2019). Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario, Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), 15193–15204. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.113>
- Letcher, T. M. (2016). *Storing energy – With special reference to renewable energy sources*. Amsterdam: Elsevier.
- Liebscher, A., Wackerl, J., & Streibel, M. (2016). Geologic storage of hydrogen – Fundamentals, processing, and projects. In D. Stolten, & B. Emonts (Eds.), *Hydrogen science and engineering: Materials, processes, systems and technology* (pp. 629–658). Weinheim: Wiley-VCH. <https://doi.org/10.1002/9783527674268.ch26>
- Linde Gas GmbH (2013). *Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle*. Stadl-Paura: Linde Gas. https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf [09.08.2021].
- Lord, A. S., Kobos, P. H., Klise, G. T., & Borns, D. J. (2011). A life cycle cost analysis framework for geologic storage of hydrogen: A user's tool. *Technical Report No. SAND2011-6221* (60 pp.). Albuquerque / Livermore: Sandia National Laboratories.
- Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(28), 15570–15582. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121>
- Luboń, K., & Tarkowski, R. (2020). Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 2068–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.055>
- De Lucia, M., Pilz, P., Liebscher, A., & Kühn, M. (2015). Measurements of H₂ solubility in saline solutions under reservoir conditions: Preliminary results from project H2STORE. *Energy Procedia*, 76, 487–494. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.892>
- Mercer, D. (2021). *Die Salzkavernenwende. Abstractband DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung „Shaping the Energy Transition with Upstream and Storage Technologies“, 21. April 2021* (p. 46). Hamburg: DGMK.
- Michalski, J., Bünger, U., Crotagino, F., Donadei, S., Schneider, G.-S., Pregger, T., . . . Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13427–13443. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
- Mouli-Castillo, J., Heinemann, N., & Edlmann, K. (2021). Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands: An applied UK case study. *Applied Energy*, 283, 116348. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116348>
- Müller, C., & Reinhold, K. (Eds.) (2011). Geologische Charakterisierung tiefliegender Speicher- und Barrierehorizonte in Deutschland – Speicher-Kataster Deutschland. *Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 74, 1–244.
- Netherlands Enterprise Agency (2017). The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. *Final Report No. RVO-079-1701/RP-DUZA* (66 pp.). Den Haag: Netherlands Enterprise Agency – Dutch ministry of Economic Affairs.
- NOW – Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (2018). Integriertes Energiekonzept 2050 – Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen. *Abschlussbericht (Kurzfassung)* (43 pp.). Berlin.
- Nowack, G., & Wagner, M. (2021). *Mikrobielle Wasserstoffverwertung in Kavernen. Abstractband DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung „Shaping the Energy Transition with Upstream and Storage Technologies“, 21. April 2021* (p. 11). Hamburg: DGMK.
- Panfilov, M. (2010). Underground storage of hydrogen: In situ self-organisation and methane generation. *Transport in Porous Media*, 85(3), 841–865. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9595-7>
- Panfilov, M. (2016). Underground and pipeline hydrogen storage. In R. Gupta, A. Basile, & T. N. Veziroğlu (Eds.), *Compendium of hydrogen energy: Hydrogen storage, distribution and infrastructure. Woodhead publishing series in energy*, 2016 (pp. 91–115). Amsterdam: Woodhead Publishing; <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>
- Panfilov, M., Gravier, G., & Fillacier, S. (2006). Underground storage of H₂ and H₂-CO₂-CH₄ mixtures. In EAGE (Ed.), *Conference Proceedings ECMOR-X – 10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Sep. 2006, Amsterdam*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402474>
- Pichler, M. (2019). Underground storage of hydrogen in porous geological media. *European Workshop on Underground Energy Storage*, 7–8 November 2019, Paris.
- Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. *Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität* (180 pp.). Berlin.
- Pudlo, D., Ganzer, L., Henkel, S., Kühn, M., Liebscher, A., De Lucia, M., . . . Gaupp, R. (2013). The H2STORE project: Hydrogen underground storage – A feasible way in storing electrical power in geological media? In M. Z. Hou, H. Xie, & P. Were (Eds.), *Clean energy systems in the subsurface: Production, storage and conversion* (pp. 395–412). Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. Berlin: Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-37849-2_31

- Raza, A., Rezaee, R., Gholami, R., Bing, C. H., Nagarajan, R., & Hamid, M. A. (2016). A screening criterion for selection of suitable CO₂ storage sites. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28, 317–327. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.053>
- Reitenbach, V., Ganzer, L., Albrecht, D., & Hagemann, B. (2015). Influence of added hydrogen on underground gas storage: A review of key issues. *Environmental Earth Sciences*, 73(11), 6927–6937. <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4176-2>
- Reveillere, A., & Hévin, G. (2019). Future roles of hydrogen in the energy transition and examples of operating and future hydrogen storages. *European Workshop on Underground Energy Storage*, 7–8 November 2019, Paris.
- Röhling, S., Fleig, S., Gast, S., Ruales, A., Henneberg, M., & Onneken, J. (2020). *Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) – Doppelsalinare und flach lagernde Salzschiechten (InSpEE-DS). Teilprojekt Salz- und Strukturgeologie (Sachbericht 03ET6062B)*. Hannover: BGR.
- Rokhar, R. B., Zapf, D., & Zachow, R. (2020). *Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) – Doppelsalinare und flach lagernde Salzschiechten (InSpEE-DS). Teilprojekt Gebirgsmechanische Anforderungen*. Hannover: BGR.
- RWE Gas Storage (2021). Lobodice. RWE Gas Storage CZ. <https://www.rwe-gasstorage.cz/en/about-us/our-storages/lobodice> [17.02.2021].
- Sainz-Garcia, A., Abarca, E., Rubi, V., & Grandia, F. (2017). Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(26), 16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
- Scafidi, J., Wilkinson, M., Gilfillan, S. M. V., Heinemann, N., & Haszeldine, R. S. (2021). A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(12), 8629–8639. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.106>
- Schmidt-Hattenberger, C., Lüth, S., Rippe, D., Wiese, B., Pilz, P., Hierold, J., ... Kühn, M. (2019). Nutzung des geologischen Untergrunds zur stofflichen Speicherung. *System Erde – GFZ-Journal*, 9(1), 14–19. <https://doi.org/10.2312/GFZ.syserde.09.01.2>
- Schmitz, S., Kleinickel, C., Barsch, M., Schulz, P., Keßler, B., & Rockmann, R. (2018). *H₂-Forschungskaverne. Wirtschaftsgespräch im Cluster Umwelt / 5. HYPOS Dialog*. Leipzig: UFZ – Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung.
- Schulz, R., Suchi, E., Dittmann, J., Knopf, S., Müller, C., & Öhlschläger, D. (2013). Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. *Endbericht* (111 pp.). Hannover: LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Sørensen, B. (2007). Underground hydrogen storage in geological formations, and comparison with other storage solutions. *Hydrogen Power Theoretical and Engineering. HYPOTHESIS VII – International Hydrogen Conference, 17–30 March 2007, Merida*.
- Speight, J. G. (2019). Recovery, storage, and transportation. In J. G. Speight (Ed.), *Natural gas* (2nd ed., pp. 149–186). Cambridge, MA: Elsevier; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809570-6.00005-9>
- Stevenson, R., Leadbetter, A., & Day, L. (2019). *Project HYSECURE – Phase 1 Summary Sept 2019* (25 pp.). Northwich: INOVYN Enterprises Limited, Storengy.
- Stolten, D., & Emonts, B. (Eds.) (2016). *Hydrogen science and engineering: Materials, processes, systems and technology*. Weinheim: Wiley-VCH; <https://doi.org/10.1002/9783527674268>
- Stone, H. B. J., Veldhuis, I., & Richardson, R. N. (2009). Underground hydrogen storage in the UK. *Special Publication - Geological Society of London*, 313(1), 217–226. <https://doi.org/10.1144/SP313.13>
- Storengy (2021a). “HyPSTER”, 1st demonstrator for H₂ green storage. <https://www.storengy.com/de/medien/nachrichten/hypster-1st-demonstrator-h2-green-storage> [25.01.2021].
- Storengy (2021b). *Unsere neusten Projekte*. <https://www.storengy.com/de/unsere-aktivitaeten/erneuerbares-gas/unsere-neuesten-projekte> [26.04.2021].
- Storengy (2021c). *Warum Wasserstoff?* <https://www.storengy.com/de/unternehmen/warum-wasserstoff> [26.04.2021].
- Strobel, G., Hagemann, B., Huppertz, T. M., & Ganzer, L. (2020). Underground bio-methanation: Concept and potential. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 123, 109747. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109747>
- Tade, M. D. (1967). Helium storage in Cliffside Field. *Journal of Petroleum Technology*, 19(7), 885–888. <https://doi.org/10.2118/1624-PA>
- Tarkowski, R. (2017). Perspectives of using the geological subsurface for hydrogen storage in Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), 347–355. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.136>
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 105, 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
- Tarkowski, R., & Czapowski, G. (2018). Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21414–21427. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>
- Tek, M. R. (Ed.) (1989). *Underground storage of natural gas. Theory and practice*. Dordrecht: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-94-009-0993-9>
- University of Edinburgh (2021). *HyStorPor*. <https://blogs.ed.ac.uk/hystorpor/> [10.03.2021].
- Van der Pluijm, R. (2018). *HyStock, connecting and distributing electrons and molecules*. Power Web, 20. Juni 2018, Delft.
- Van Wijk, A., & Chatzimarkakis, J. (2020). Green hydrogen for a European green deal – A 2 x 40 GW initiative (41 pp.). Brüssel: Hydrogen Europe.
- Van Wijk, A., van der Roest, E., & Boere, J. (2017). *Solar power to the people*. Amsterdam: IOS Press; <https://doi.org/10.3233/978-1-61499-832-7-i>
- Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(45), 23436–23462. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>

Manuscript received: 18.05.2021

Revisions required: 23.07.2021

Revised version received: 27.08.2021

Accepted for publication: 27.08.2021

