DVGW Forschungsstelle ebi

DVGW WISSENSWERT

www.dvgw.de

Wasserstoffspeicher: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick

Eine Kurzstudie



Die deutsche Energielandschaft befindet sich in einem tiefgreifenden Wandel, der durch das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 vorangetrieben wird. Damit verbunden ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Vermeidung sowie die Substitution fossiler Energieträger, einschließlich Erdgas. Untertagegasspeicher, die eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung der Energieversorgung durch die Speicherung von Erdgas spielen, stehen dabei vor einem Paradigmenwechsel: Zukünftig soll Erdgas weitgehend durch Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen ersetzt werden.

Die Transformation der Speicherinfrastruktur birgt eine Reihe von Herausforderungen, die neben technischen, wirtschaftlichen und zeitlichen Aspekten auch eine neuartige Rolle der Speicher im Energiesystem beinhaltet. Die Bundesregierung hat die Bedeutung der Wasserstoffspeicherinfrastruktur erkannt und spricht sich für deren Ausbau aus mit dem Ziel, eine flexible Nutzung von Wasserstoff zu ermöglichen und die Energieversorgung auch in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer erneuerbarer Erzeugung auf robuste Beine zu stellen [1].

Um einen Überblick über die aktuelle Funktion der Untertagegasspeicher im deutschen Energiesystem zu geben und die zukünftige Rolle von Wasserstoff zu beleuchten, haben der DVGW und die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut am KIT eine Kurzstudie durchgeführt. Diese benennt die Aufgaben und Herausforderungen die es zukünftig beim Aufbau der notwendigen Wasserstoff-Speicherkapazitäten zu bewältigen gilt.

Berechnung der Energieeinheiten

Alle Energieeinheiten sind auf den Brennwert bezogen. Für Wasserstoff wurde ein auf das Normvolumen bezogener Brennwert von 3,54 kWh/m³ verwendet. Der Umrechnungsfaktor von Heizwert zu Brennwert beträgt 1,176.

Zahlen in eckigen Klammern verweisen auf das Online-Literaturverzeichnis. Den QR-Code bzw. Link finden Sie auf der letzten Seite.

Gasspeicherung im Untergrund – der aktuelle Stand

Mit einem Anteil von rund 27 Prozent am deutschen Primärenergieverbrauch ist Erdgas nach wie vor eine tragende Säule des Energiesystems [2]. Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 844 TWh an Erdgas verbraucht [3]. Davon entfielen rund 39 Prozent (329 TWh) auf Haushalte und Gewerbe und 61 Prozent (515 TWh) auf Industriekunden und den Energiesektor.

Als typisches Energieimportland deckt Deutschland mehr als 95 Prozent seines Erdgasbedarfs durch Importe ab [3]. Leitungsgebundene Importe lassen aus ökonomischen und vertraglichen Gründen relativ geringe Variationen hinsichtlich der Liefermengen und -leistungen (Liefermenge pro Zeit) zu. Der Verbrauch unterliegt hingegen starken jahreszeitlichen, aber auch tageszeitlichen Schwankungen, insbesondere bei Haushalts- und Gewerbekunden. Speicher nehmen vor diesem Hintergrund eine zentrale Rolle in der deutschen Energieversorgung ein, indem sie die Versorgung im Falle einer überdurchschnittlichen Nachfrage oder von Lieferengpässen aufrechterhalten.

Während kurzfristige, lokal begrenzte Schwankungen des Bedarfs durch alternative Speicherlösungen (z. B. obertägige Behälter) abgefedert werden können, stehen für den saisonalen Ausgleich, vor allem in der winterlichen Heizperiode, ausschließlich Untertagegasspeicher (UGS) zur Verfügung. Diese sind in der Lage, mehrere Millionen Kubikmeter Erdgas zu speichern und wieder abzugeben [4].

Ende 2023 standen in Deutschland 44 UGS mit einer nutzbaren Speicherkapazität unter Normbedingungen[1] von 22,7 Mrd. m³ zur Verfügung [5]. Das entspricht bezogen auf einen mittleren Brennwert von 11 kWh/m³ einer Energiemenge von rund 250 TWh und somit rund einem Drittel des bundesweiten Erdgasverbrauchs im Jahr 2024. Damit hat Deutschland die viertgrößten Kapazitäten weltweit und die größten innerhalb der Europäischen Union [6].

Speichertypen

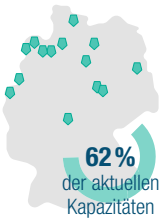
Die in Deutschland aktiven UGS lassen sich in zwei Typen unterteilen (Abbildung 1): In 29 Fällen handelt es sich um Kavernenspeicher mit einer Speicherkapazität für Erdgas von 155 TWh [5]. Kavernen sind gasdichte Hohlräume in geeigneten Salzformationen, die durch kontrolliertes Ausspülen von Salzgestein (Solung) mit Wasser geschaffen wurden. Diese befinden sich aufgrund der geologischen Voraussetzungen hauptsächlich im Norden und in der Mitte Deutschlands. Die restlichen UGS[2] befinden sich in natürlichen Porenräumen in Sedimentgesteinen, die von gasdichten Schichten nach oben abgedeckt sind. Hierbei handelt es sich häufig um ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere [7]. Porenspeicher finden sich in ganz Deutschland [8] und haben eine Speicherkapazität von insgesamt 95 TWh. Die obertägigen Anlagen sind bei beiden Speichertypen prinzipiell identisch und beinhalten verschiedene Einrichtungen zur Aufreinigung und Messung der Gasströme.

[1] Definition der Normbedingungen: Temperatur: 0 C°, Druck: 1,01325 bar
[2] Im Jahr 2024 wurde der Porenspeicher Fronhofen in Baden-Württemberg stillgelegt, so dass aktuell nur noch 14 in Betrieb sind.

Kavernenspeicher

29 Kavernenspeicher
in Nord- und Mitteldeutschland

- kleines geometrisches Volumen
- niedriger Kissengasanteil (20–40 %)
- schnelle Ein- und Ausspeicherung
- für saisonale und kurzfristige Bedarfsschwankungen geeignet
- geringer Reinigungsaufwand

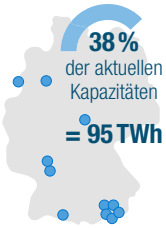


= 155 TWh

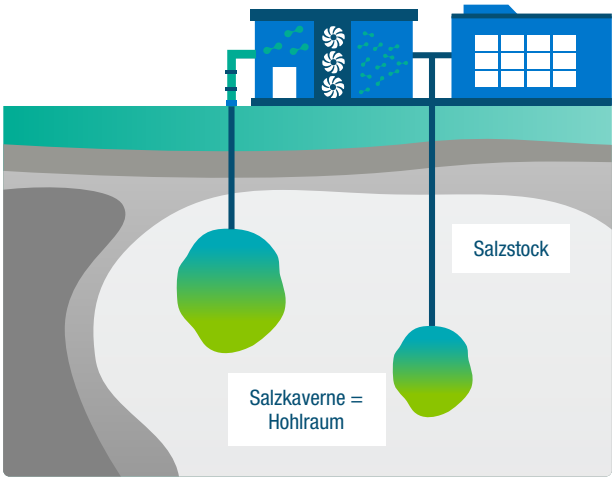
Porenspeicher

15 Porenspeicher*
landesweit verteilt

- großes geometrisches Volumen
- hoher Kissengasanteil (50–80 %)
- langsame Ein- und Ausspeicherung
- vorwiegend für die Deckung von saisonal schwankendem Bedarf
- erhöhter Reinigungsaufwand



= 95 TWh



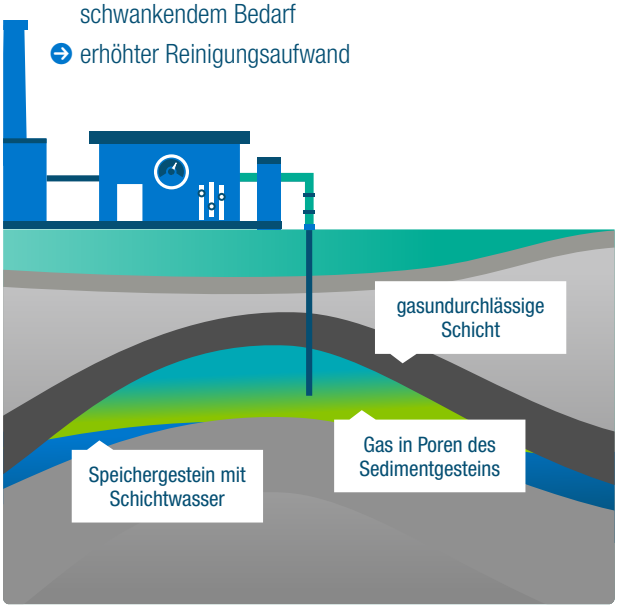


Abbildung 1: Beispielhafter Gasspeicherstandort mit obertägigen Anlagen und unterirdischer Darstellung von Kavernen- und Porenspeichern. Die Angaben zu Speicherkapazitäten beziehen sich auf die Menge des Arbeitsgases (s. u.) und basieren ebenso wie die Standorte auf [5]. Eigene Darstellung
* Inzwischen sind nur noch 14 Porenspeicher in Betrieb. Der Speicher Fronhofen von Storengy wurde zum 1.10.2024 stillgelegt.

Speicherkapazitäten

Die im Speicher enthaltene Gasmenge unterteilt sich in Arbeits- und Kissengas (Abbildung 2). Das Volumen des Arbeitsgases entspricht der Gasmenge, die ein- und ausgespeichert werden kann, und somit der eigentlichen Speicherkapazität. Die Höhe des Arbeitsgasvolumens hängt von verschiedenen Faktoren ab: Maßgebend ist neben dem geometrischen Volumen des Speichers und den physikalischen Eigenschaften des Gases auch der minimal und maximal zulässige Speicherdruck.

Bei Kavernenspeichern in Deutschland liegt der maximal zulässige Speicherdruck im Mittel zwischen 100 und 250 bar und somit höher als bei Porenspeichern [1]. Letztere haben wiederum ein deutlich größeres geometrisches Volumen [8, 9]. Dies liegt an den unterschiedlichen geologischen Rahmenbedingungen beider Speichertypen.

Beim Kissengas handelt es sich um den Teil, der zur Aufrechterhaltung des minimalen Drucks dauerhaft im Speicher verbleiben muss – einerseits, um auch bei geringen Speicherfüllständen zügig das Gas entnehmen zu können, andererseits, um die Stabilität und damit den Speicherraum zu erhalten. Der minimale Speicherdruck wird mit Hilfe von geowissenschaftlichen Untersuchungen und Berechnungen bestimmt. Bei Porenspeichern soll das Kissengas zudem verhindern, dass Schichtwasser die Betriebsbohrungen am höchsten Punkt des Speichers erreicht. [10]

Bei Kavernenspeichern umfasst das Kissengasvolumen in der Regel 20 bis 40 Prozent des gesamten Speicherinhalts [7]. In Porenspeichern ist der Anteil mit 50 bis 80 Prozent tendenziell höher, da bei der Ausspeicherung durch die porösen Strukturen größere Fließwiderstände überwunden werden müssen.

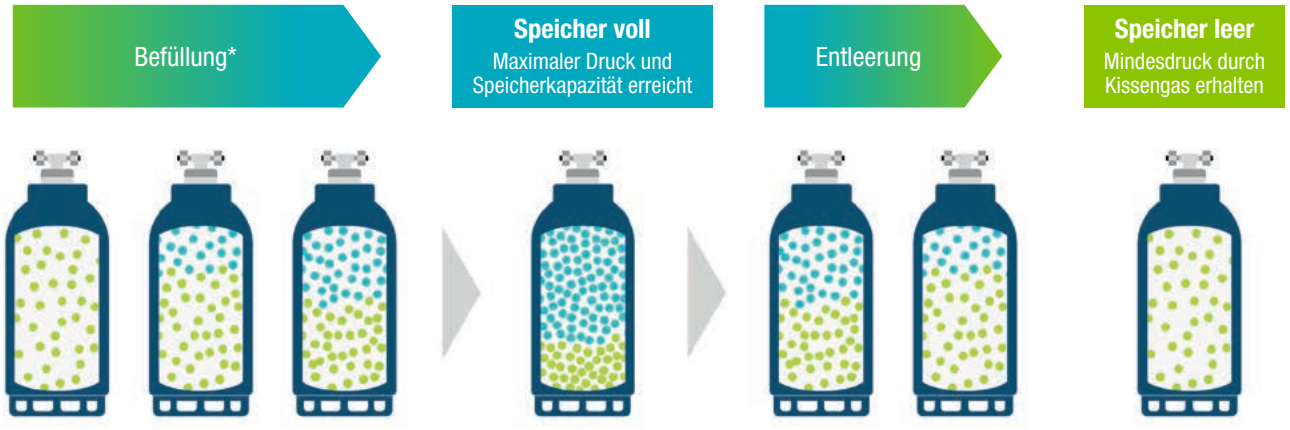


Abbildung 2: Schematische Darstellung von Kissen- und Arbeitsgas (aktuell beide bestehend aus Erdgas und perspektivisch aus Wasserstoff) beim Befüllen und Entleeren eines Speichers am Beispiel einer Gasflasche. Eigene Dastellung

*** In der Praxis verbleibt das Kissengas nicht am Boden, sondern mischt sich komplett durch Konvektion mit dem Arbeitsgas.**

Speicherleistung

Neben der Speicherkapazität unterscheiden sich Poren- und Kavernenspeicher auch hinsichtlich ihrer Ein- und Ausspeicherleistung, also der maximalen Menge an Gas, die dem Speicher pro Zeiteinheit zugeführt oder entnommen werden kann. Ein Porenspeicher besitzt eine geringere Ausspeicherleistung als ein Kavernenspeicher [5]. Grund dafür sind die Strömungsverhältnisse in den Poren des Speichergesteins. Porenspeicher werden daher vorwiegend für die saisonale Speicherung eingesetzt [5, 9, 10, 12, 13].

Im Fall der Kavernenspeichern ist das Gas nicht in den Porenräumen von Gesteinsschichten gebunden. Die Ausspeicherleistung pro Bohrung ist dadurch deutlich höher und die Entnahme kann bis zu zehn Mal schneller erfolgen als bei Porenspeichern [7]. Deshalb sind sie im Vergleich besser für einen verstärkt zyklischen Speicherbetrieb [8, 9, 12] und für flexible, multizyklische Fahrweisen geeignet, wie z. B. bei kurzfristigen Schwankungen der Nachfrage und der Deckung von tageszeitlichen Bedarfsspitzen [5, 7, 13]. Porenspeicher hingegen kommen eher bei längerfristigen Speicherprozessen zum Einsatz, nämlich bei der Einspeicherung großer Mengen in den Sommermonaten und der Ausspeicherung im Winter, wenn der Bedarf über einen längeren Zeitraum durchschnittlich höher liegt.

Gasqualität

Ein weiterer Unterschied zwischen Poren- und Kavernenspeichern besteht in der Möglichkeit, die Zusammensetzung des gespeicherten Gases infolge von chemischen, physikalischen und mikrobiologischen Prozessen innerhalb des Speichergesteins zu verändern. Dies hat wiederum einen Einfluss auf den Reinigungsaufwand, der nach der Ausspeicherung in den Obertageanlagen erforderlich ist.

Bei Kavernenspeichern ist das Kontaminationsrisiko aufgrund der Inertheit des Salzgesteins und der kleineren Kontaktfläche zwischen Speichermedium und Kaverne geringer [12]. Porenspeicher können aufgrund der größeren Kontaktfläche des Gases mit dem Speichergestein und der darin befindlichen Fluiden und Mikroorganismen anfälliger für Verunreinigungen sein. Das könnte im Fall der Wasserstoffspeicherung den Aufwand für die Gasaufbereitung nach der Ausspeicherung erhöhen. Allerdings haben praktische Erfahrungen gezeigt, dass selbst nach der Ausspeisung aus einem Porenspeicher eine gute Wasserstoffqualität erreicht werden kann.

Energiespeicher werden aufgrund der stärkeren Fluktuation im Energiesystem der Zukunft wichtiger denn je

Die Erzeugung von erneuerbarem Strom schwankt sowohl saisonal als auch im Tagesverlauf. So liefern Photovoltaikanlagen zum Beispiel in den Sommermonaten hohe Erträge, während ihre Stromproduktion im Winter stark zurückgeht. Auch die Windkraft weist ein schwankendes Erzeugungspotenzial auf, wenn auch mit anderen zeitlichen Mustern.

Bei der heimischen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom führt dies zu einem fluktuierenden Angebot [8]. Dem wird voraussichtlich ein konstanter Wasserstoffbedarf aus der Industrie und dem Verkehrssektor gegenüber stehen. Hinzu kommt ein Bedarf an Rückverstromung durch Kraftwerke vor allem in den Wintermonaten [12, 13] aufgrund einer höheren Energienachfrage während der Heizperiode oder in Flautenzeiten. Untergrundspeicher können diese Schwankungen ausgleichen.

[3] Die Zyklenzahl ist ein Maß für die Speicherbewegung und beschreibt, wie häufig das Arbeitsgas im Jahresverlauf vollständig ein- und ausgespeichert wird. Eine Zyklenzahl von „1“ bedeutet, dass die ausgespeicherte Menge pro Jahr mit der Kapazität des Speichers übereinstimmt [11].

Steigender Bedarf an Wasserstoffspeichern

Klimafreundlich erzeugter Wasserstoff ist ein zentraler Baustein für die Transformation des deutschen Energiesystems in Richtung Klimaneutralität. Er kann mit verschiedenen Verfahren erzeugt und aus unterschiedlichen Regionen bezogen werden. Das wiederum ermöglicht eine Diversifizierung bei der Energieversorgung. Weiterhin kann Wasserstoff als Speichermedium für Erneuerbare Energien aus Wind und Sonne fungieren und so das volatile Angebot mit einer saisonal und tageszeitlich schwankenden Energienachfrage zeitlich zusammenführen. Denn Erneuerbare Energien können über Power-to-Gas-Verfahren in Form von Wasserstoff gespeichert und so auch in diejenigen Sektoren und Anwendungen integriert werden, in denen eine direkte Elektrifizierung technisch oder wirtschaftlich nicht möglich bzw. schwierig ist – wie in der Stahl- und Chemieindustrie, im Schwerlastverkehr, in der Schifffahrt oder im Luftverkehr oder auch im Wärmemarkt.

Aufgrund begrenzter nationaler Produktionskapazitäten wird Deutschland mittel- bis langfristig einen Großteil seines Wasserstoffbedarfs jedoch durch Importe decken müssen. Aktuelle Szenarien rechnen bis 2030 mit einem Bedarf an Wasserstoff von 19 bis 62 TWh. Bis 2045 könnte dieser auf 229 bis 692 TWh Wasserstoff ansteigen [14 bis 16]. Interne Berechnungen des Deutschen Brennstoff-Instituts (DBI) ergaben sogar einen Bedarf bis zu 1.000 TWh. Gegenüber der bisherigen sektoralen Aufteilung gehen die Szenarien von einem verstärkten Wasserstoffbedarf in der Industrie sowie in der Energiewirtschaft vor allem für die Stromerzeugung aus. Auch bei der Wärmeversorgung von Gebäuden kann Wasserstoff in Zukunft eine Rolle spielen.

Zukünftiger Speicherbedarf für Wasserstoff steigt stark an
Entscheidend für den Speicherbedarf und die Betriebsweise der Wasserstoffspeicher ist im Wesentlichen, wie hoch die zukünftige Gasnachfrage insgesamt ausfällt und wie sich diese auf die einzelnen Nutzersektoren verteilt. Ebenso hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die daraus folgende stärkere Fluktuation im Energiesystem einen Einfluss. Denn: Um den Energiebedarf weiterhin konstant zu decken, wird bei den UGS die Häufigkeit der Ein- und Ausspeicherungen voraussichtlich zunehmen [17], wobei die grundsätzliche Saisonalität analog zur heutigen Versorgungssituation mit Erdgas weitgehend bestehen bleibt [9, 13, 16]. Die erforderlichen Ausspeicherleistungen werden hierbei stark von den Verbrauchsprofilen der Kraftwerke bestimmt, welche im Bedarfsfall innerhalb von wenigen Stunden große Mengen an Wasserstoff zur Stabilisierung des Stromnetzes benötigen [9, 16].

Alle Literaturquellen zeigen langfristig einen Anstieg des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland. Je nach Methodik und der zugrunde gelegten Szenarien variieren die Schätzungen. So beeinflussen zum Beispiel Annahmen zu den künftigen Wetterbedingungen und zur Energienachfrage allgemein die Schätzungen des Wasserstoffbedarfs sowie der dafür benötigten Speicherkapazitäten. Aktuelle Szenarien [13, 14, 16] weisen für das Jahr 2030 einen Bedarf von bis zu 8 TWh an Speicherkapazität für Wasserstoff in Deutschland aus, der bis 2045 auf 32 bis 94 TWh ansteigt (Abbildung 3).

Zusammenhang zwischen Szenarien und Speicherbedarf
Der stark ansteigende Bedarf an Wasserstoffspeichern lässt sich je nach Szenario auf unterschiedliche Ursachen zurückführen. Besonders deutlich wird dies anhand der Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums aus dem Jahr 2024 [14]: Betrachtet wurde ein strombasiertes Szenario, bei dem ein hoher Anteil des Energiebedarfs durch die direkte Stromnutzung gedeckt wird. Demgegenüber steht ein wasserstofforientiertes Szenario, das auf einer insgesamt höheren Wasserstoffnachfrage basiert.

Obwohl sich beide Szenarien hinsichtlich des Gesamtbedarfs an Wasserstoff deutlich unterscheiden, ist der Bedarf an Wasserstoffspeichern in beiden Fällen sehr ähnlich. Dieser geht auf saisonale Schwankungen der Gasnachfrage zurück, die hauptsächlich in den Wintermonaten entstehen; das heißt, in witterungsbedingten Phasen mit geringer Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Im Stromszenario werden dann kurzfristig große Mengen an Wasserstoff benötigt, um damit in Gaskraftwerken Strom zu erzeugen. Im Wasserstoffszenario entstehen die Schwankungen hingegen im Gebäudesektor, wo in den kalten Monaten des Jahres der Bedarf steigt. In beiden Fällen sind dann die Untergrundgasspeicher nötig, um eine verlässliche und kontinuierliche Wasserstoffversorgung zu gewährleisten.

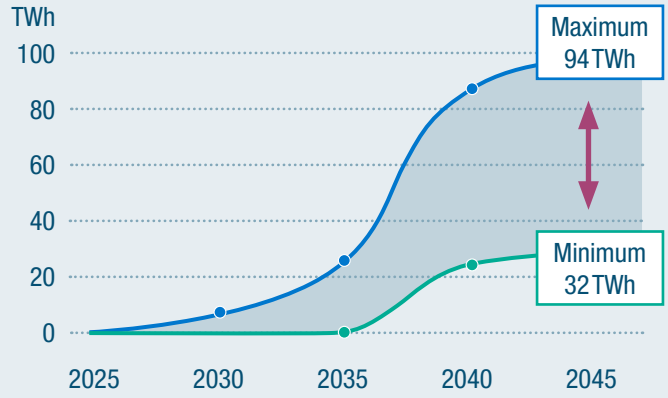


Abbildung 3: Wasserstoffspeicherbedarf (Arbeitsgas) in Deutschland gemäß aktueller Szenarien bis zum Jahr 2045. Eigene Darstellung nach [13, 14, 16]

Speicherkapazitäten aufbauen durch Umstellung und Neubau

Deutschland verfügt über die höchsten UGS-Kapazitäten in der EU sowie über eine gut ausgebaute Erdgas-Speicherinfrastruktur. Diese befindet sich in räumlicher Nähe zu den erwarteten Wasserstoffbedarfsregionen – etwa Standorte mit energieintensiver Industrie – und den zukünftigen Importstandorten und Schwerpunkten der Wasserstoffproduktion im Norden Deutschlands [18]. Damit liegen die Speicherstandorte häufig auch in unmittelbarer Nähe zum zukünftigen Wasserstoff-Kernnetz (Abbildung 4) und können durch ihre Anbindung bundesweit zur Verfügung gestellt werden. Für den zügigen Aufbau der erforderlichen Wasserstoff-Speicherkapazitäten bietet es sich daher an, bestehende Erdgas-Untertagespeicher umzustellen.

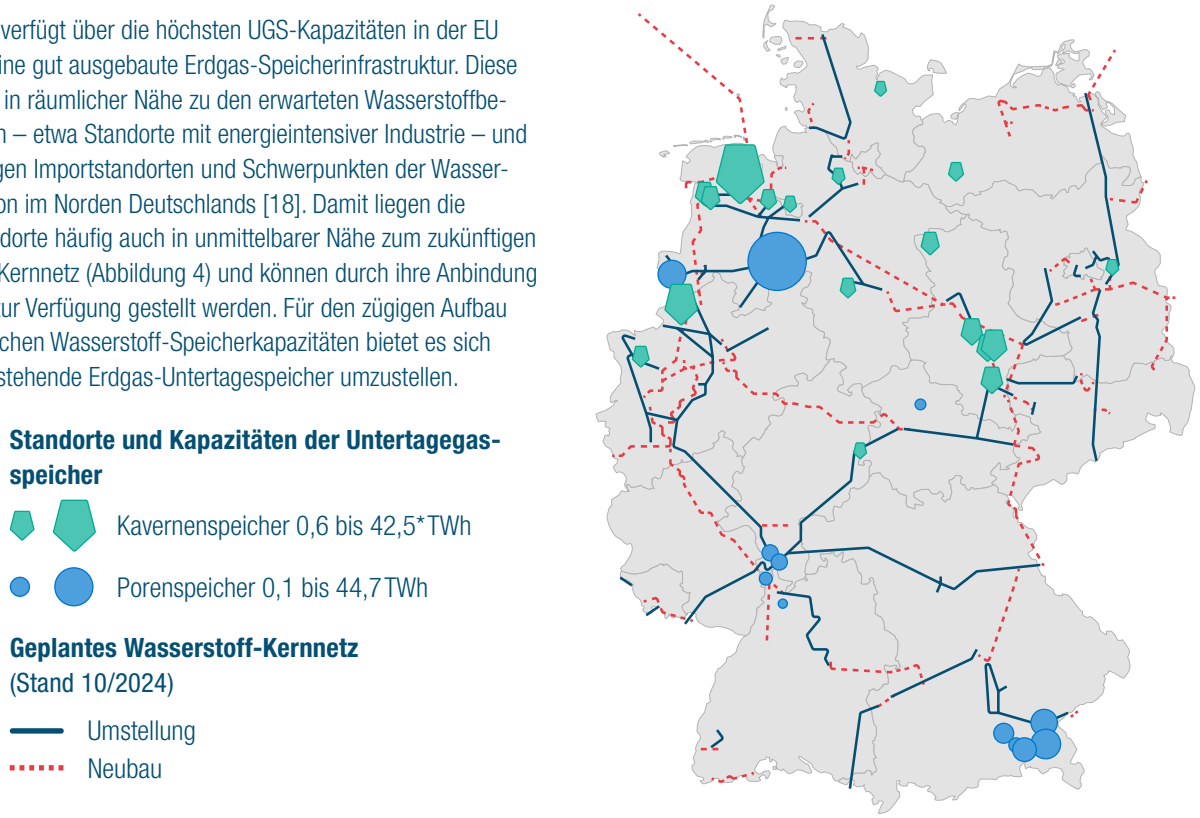


Abbildung 4: Standorte der aktuellen Erdgas-Untertagespeicher und Lage des zukünftigen Wasserstoff-Kernnetzes. Eigene Darstellung nach [5] und Angaben der Bundesnetzagentur

* Standorte mit maximalen Kapazitäten umfassen mehrere Kavernen

Hohe Speicherpotenziale an bestehenden Standorten

Obwohl die Speicherkapazitäten für Erdgas in Deutschland mit 250 TWh [5] im europäischen Vergleich sehr hoch sind, würden diese selbst bei einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff nicht ausreichen, um den angenommenen Speicherbedarf zu decken. Das liegt daran, dass Wasserstoff eine geringere Dichte und einen geringeren volumetrischen Brennwert als Erdgas hat – sprich, bei gleichem Volumen ist weniger Energie enthalten. Dadurch verringert sich die Speicherkapazität auf etwa ein Fünftel der Energiemenge des Erdgasbetriebes [19]. Bei einer hypothetischen Umstellung aller bestehender Kavernen- und Porenspeicher ergäbe sich ein rechnerisches Wasserstoffspeicherpotenzial von rund 50 TWh.

Das theoretisch geschätzte Umstellungspotenzial entspricht im Falle der Kavernenspeicher einer Energiemenge von knapp über 30 TWh und deckt sich in etwa mit den Annahmen anderer Studien [8, 12]. Im Fall der Porenspeicher schwanken die Angaben für das Potenzial zwischen 2 TWh für vier gesichert umstellbare Speicherstätten [12] und rund 20 TWh einschließlich aller heute aktiven Standorte. Andere Studien gehen von einem noch höheren Potenzial von bis zu 25 TWh[4] aus [20].

Was die technische Umstellbarkeit betrifft, gehen Studien davon aus, dass Kavernen aufgrund ihrer geologischen Voraussetzungen für die Speicherung von Wasserstoff grundsätzlich geeignet sind [7, 12]. Das wird aktuell in Demonstrationsprojekten überprüft [22]. Bei Porenspeichern verhält es sich jedoch anders: Eine Aussage dazu, ob diese Speicher für Wasserstoff geeignet sind, ist pauschal nicht möglich und unterliegt einer standortspezifischen Einzelfallprüfung [9, 12, 21].

Genaue Prüfungen von Porenspeichern und weitere praktische Eignungstests sind insbesondere im Hinblick auf eine bundesweite Versorgungssicherheit unerlässlich. Denn aufgrund geologischer Bedingungen ist nicht überall eine Speicherung in Kavernen möglich; so zum Beispiel in Süddeutschland. Ein positives Praxisbeispiel für die Speicherung von Wasserstoff in einer unterirdischen Porenlagerstätte ist das Projekt „Underground Sun Storage“ unter der Leitung der RAG Austria AG[5]. Dabei wurde im österreichischen Gampern nachgewiesen, dass im dortigen Porenspeicher ein sicherer und mit der Erdgasspeicherung vergleichbarer technischer Betrieb möglich ist. Die Qualität des ausgespeicherten Wasserstoffs entsprach hierbei den Anforderungen an die Einspeisung in eine Wasserstoffleitungsinfrastruktur.

[4] Die Autoren gehen hierbei davon aus, dass sich die Kapazität im Vergleich zu Erdgas auf etwa ein Viertel reduziert.
[5] Nachzulesen unter https://www.uss-2030.at/

Neubaubedarf für die Wasserstoffspeicherung

Unter ausschließlicher Berücksichtigung der aktuellen Erdgas-Kavernenspeicher ergibt sich je nach Szenario ein Neubaubedarf in Höhe von bis zu 63 TWh an Wasserstoffspeicherkapazität (Abbildung 5). Je nachdem, wie viele Porenspeicher sich nach entsprechender Prüfung als ebenso geeignet herausstellen, könnte sich der maximal benötigte Zubau auf 44 TWh reduzieren.

Der tatsächliche Wasserstoffspeicherbedarf und der damit verbundene Zubau an UGS-Speicherkapazitäten ist allerdings schwer vorhersehbar. Denn dem wachsenden Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität steht ein weiterhin bestehender Speicherbedarf für Methan zur Sicherung der deutschen und europäischen Erdgasversorgung gegenüber. Ebenso werden Speicherkapazitäten für Biomethan benötigt, das als klimafreundlicher Energieträger zunehmend an Bedeutung gewinnt. Dadurch könnten auch längerfristig nicht alle Standorte für eine Umstellung zur Verfügung stehen, und ein höherer Neubaubedarf wäre in diesem Fall zu erwarten [9, 23]. Des Weiteren ist die besondere Rolle Deutschlands als zentrale Speicherregion in Europa zu berücksichtigen. Demnach können Verzögerungen oder Ausbaurestriktionen in den Nachbarländern zu einem höheren Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland führen. So müssten bei fehlender Speicherkapazität beispielsweise in den Niederlanden die Standorte in Deutschland deren Bedarf nahezu vollständig kompensieren [13].

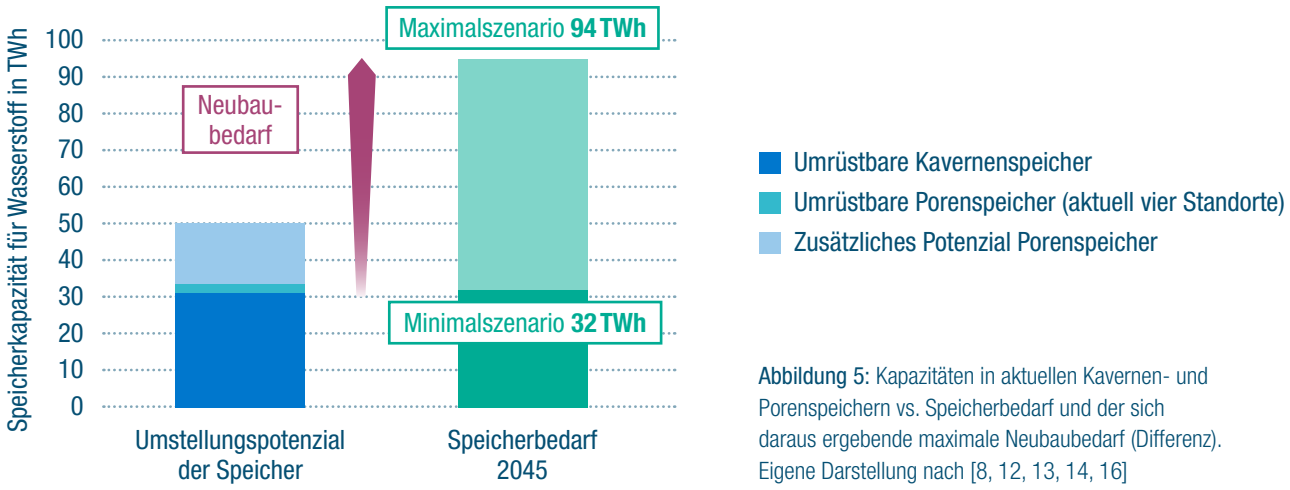


Abbildung 5: Kapazitäten in aktuellen Kavernen- und Porenspeichern vs. Speicherbedarf und der sich daraus ergebende maximale Neubaubedarf (Differenz). Eigene Darstellung nach [8, 12, 13, 14, 16]

Neubau von Poren- und Kavernenspeichern

Die Möglichkeiten für den Neubau von Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland sind dank der entsprechenden geologischen Voraussetzungen günstig. Insbesondere im Norddeutschen Becken sind die an Land und küstennah gelegenen potenziellen Kavernenstandorte gut erschließbar und aufgrund ihrer Nähe zu möglichen Elektrolysestandorten und Wasserstoff-Importrouten besonders attraktiv [1, 21]. Große geologische Potenziale befinden sich zudem unter der Nordsee. Aufgrund der hohen infrastrukturellen Anforderungen ist die Erschließung dieser Standorte jedoch nur eingeschränkt praktikabel [9]. Gleiches gilt für die im Landesinneren gelegenen Salzstrukturen, bei denen insbesondere die Frischwasserzufuhr für die Solung der Kavernen sowie der Abtransport der Sole Herausforderungen darstellen.

Das technische Potenzial für neue Wasserstoff-Kavernenspeichern in Deutschland variiert je nach Studie stark und wird auf Werte zwischen 4.090 und rund 11.000 TWh geschätzt [24]. Auch für die Speicherung von Wasserstoff in neuen Porenspeichern besteht ein großes Potenzial, das mit 3.200 bis 27.300 TWh angegeben wird [21]. Die erforderlichen geologischen Gegebenheiten sind dabei auf das bayerische Alpenvorland konzentriert [1].

Diese Abschätzung verdeutlicht, dass die zukünftig entstehenden Speicherbedarfe theoretisch gedeckt werden könnten. Im Fall der Porenspeicher besteht jedoch noch Forschungsbedarf, und weitere praktische Nachweise bezüglich der Aufbereitung und Verteilung der Gasgemische in der jeweiligen Lagerstätte sind notwendig [12, 25]. Ebenso können Flächenrestriktionen für die Obertageanlagen sowie weitere planungs-, genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Faktoren das technische Potenzial einschränken [9].

Ob Wasserstoffspeicher entwickelt werden oder nicht, hängt am Ende davon ab, ob der Betrieb rentabel ist. Allerdings bestehen aktuell große Unsicherheiten im Zusammenhang mit den hohen Investitionsrisiken entlang der gesamten Wertschöpfungskette: Noch ist nicht absehbar, wie sich die Erdgasnachfrage einerseits und der Wasserstoffhochlauf andererseits entwickeln werden, wie hoch der tatsächliche Speicherbedarf für Wasserstoff sein wird und welche Kapazitäten sowie Ein- und Ausspeicherleistungen zu erwarten sind. Verzögerte oder nicht getroffene Investitionsentscheidungen in den vorgelagerten Etappen haben dabei einen direkten Einfluss auf das Finanzierungsrisiko von Speicherprojekten. Hinzu kommen ökonomische Aspekte wie der zukünftige Wasserstoffpreis sowie die Höhe und Art der festzulegenden Speicherentgelte.

Kosten variieren stark je nach Projekt, Standort und Speichertyp

Sowohl der Neubau als auch die Umstellung bestehender Untertagegasspeicher auf Wasserstoff sind mit hohen Investitionen verbunden. Der auf die Speicherkapazität bezogene spezifische Investitionsbedarf für den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern wurde bereits von verschiedenen Studien auf 229 bis 900 €/MWh ermittelt (siehe Tabelle). Die Schätzungen basieren weitgehend auf abgeleiteten Daten aus dem Erdgasspeichermarkt. Praxiserfahrungen liegen hingegen noch nicht vor, was die große Bandbreite bei den Angaben zu den Kosten erklärt.

Generell ist der Investitionsbedarf stark projektspezifisch und von lokalen Randbedingungen abhängig, wie z. B. der avisierten Kapazität des geplanten Speichers, dem Zugang zu Frischwasser für die Solung, der Entsorgungsmöglichkeiten für die Sole, der Verfügbarkeit von Abnehmern oder der Entfernung zu Wasserstoffimport- und Produktionsstandorten sowie zum Kernnetz.

Die Umstellung eines Speichers umfasst unter anderem die Anpassung der Obertagetechnik, den Austausch der Verrohrung sowie den Austausch des Erdgases gegen Wasserstoff [9]. Generell sind die Kosten für diesen Prozess geringer als die für einen Neubau.

Der Neubau von Porenspeichern wurde in bisherigen Analysen im Vergleich zu Kavernenspeichern weniger berücksichtigt. Grund dafür ist der Forschungsbedarf hinsichtlich ihrer Eignung für Wasserstoff [5]. Lediglich eine Quelle nennt einen konkreten Wert für den spezifischen Investitionsbedarf in Höhe von 293 €/MWh [13], der damit etwas über dem für den Neubau von Kavernenspeichern von 280 €/MWh liegt (Tabelle). Auch hier haben standortspezifische Faktoren einen Einfluss, wie zum Beispiel die Gasbeschaffenheit bei der Ausspeicherung und der damit verbundene Reinigungsaufwand oder der erforderliche Kissengasanteil des Porenspeichers.

Investitionsbedarf für den Neubau und die Umrüstung von Untertagegasspeichern auf H_2

(in Euro pro Megawattstunde)

Literaturquelle	Kavernenspeicher		Porenspeicher	
	Neubau	Umstellung	Neubau	Umstellung
DBI et al. 2022 [12]	229	39	–	93
INES 2023 [25][6]	550	–	–	–
EWI 2024 [13][7]	280	226	293	259
dena 2024 [9]	468	79	–	190
Guidehouse 2023 [26]	900	600	–	450

[6] In dieser Studie ist nicht eindeutig ersichtlich, ob sich die Werte auf den Heiz- oder den Brennwert beziehen. Aufgrund der Fokussierung der Studie auf die Gasinfrastruktur wurde ein Brennwertbezug angenommen.

[7] Die für das Jahr 2040 angegebenen spezifischen Investitionskosten wurden unter Berücksichtigung der gegebenen Lernrate auf das Jahr 2025 zurückgerechnet.

Anpassung der Speicheranlagen für Wasserstoff

Bestehende Obertageanlagen von Erdgasspeichern müssen für den Betrieb mit Wasserstoff angepasst werden. Dies betrifft insbesondere Verdichter, Mess- und Regelungssysteme sowie Sicherheitseinrichtungen [1, 9, 12]. Der damit verbundene Aufwand entspricht in etwa dem Neubau der Obertageanlage [9, 13]. Zur Einhaltung der derzeit noch diskutierten Anforderungen an die Gasqualität kann sich insbesondere bei Porenspeichern der Aufwand bei der Gasaufbereitung erhöhen. Dies kann sich je nach Ausspeicherleistung wiederum negativ auf die Kosten auswirken [9]. Zudem ist für die untertägigen Anlagen eine Anpassung der Förderinstallation auf wasserstoffgeeignete Materialien notwendig.

Bei Erdgaskavernen ist in der Regel eine einfache Flutung ausreichend, um das restliche Erdgas zu entfernen [1]. Soll die Speicherkapazität erweitert werden, ist eine zusätzliche Solung mit Wasser erforderlich. Bei Porenspeichern erfolgt die Entfernung des restlichen Erdgases durch die Verdrängung mit Wasserstoff [9]. Je nach erforderlicher Ein- und Ausspeicherleistung müssen die Speicheranlagen und die Bohrungen angepasst werden [12].

Speicherkosten

Eine wichtige Kennzahl zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien sind die gewichteten Speicherkosten (auf Engl. Levelized Cost of Storage, LCOS). Diese Kennzahl bezieht sich auf die Gesamtkosten eines Speichersystems über die gesamte Lebensdauer und berücksichtigt sowohl Investitionskosten (CAPEX) als auch Betriebs- und Instandhaltungskosten (OPEX). Im Falle der Wasserstoff-UGS werden sämtliche Kosten auf die ausgespeicherte Menge an Wasserstoff bezogen, die sich wiederum aus der Speicherkapazität und der Anzahl der Zyklen pro Jahr ergibt.

Die in den Studien berechneten Speicherkosten variieren enorm aufgrund der starken Abhängigkeit von Parametern wie Speicherkapazität oder Betriebsweise. Bei Neubauprojekten für Kavernenspeicher liegen sie zwischen 6,3 und 103 €/MWh [11, 25, 27]. Für auf Wasserstoff umgestellte Porenspeicher werden die LCOS mit 25,4 bis 50,8 €/MWh angegeben [27].

Je höher die Speicherkapazität und die Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr, desto geringer fallen die spezifischen Kosten aus (Abbildung 6). Allerdings variiert die maximale Anzahl an Speicherzyklen je nach Speichertyp. Das heißt, für Kavernenspeicher wird sie mit sechs Zyklen pro Jahr angegeben, während bei Porenspeichern maximal zwei bis drei pro Jahr erreicht werden [23].

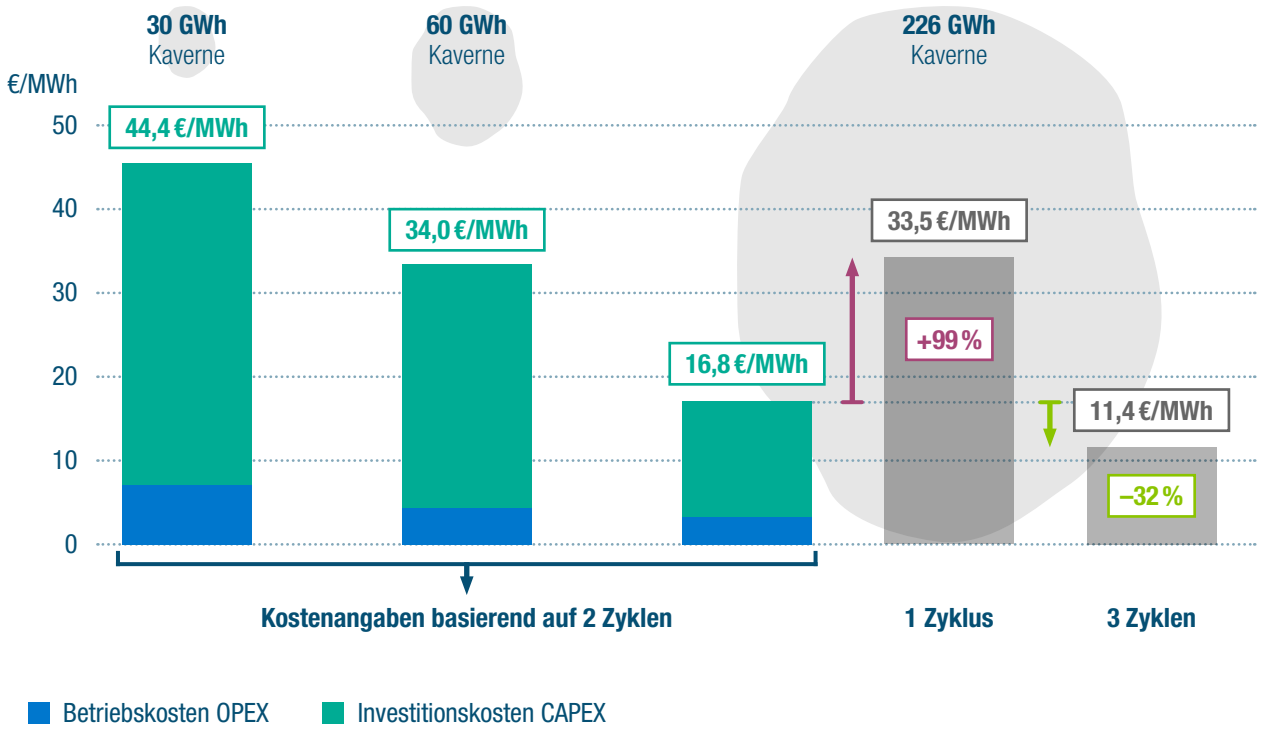


Abbildung 6: Gewichtete Speicherkosten (Levelized Cost of Storage) für den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern
Eigene Darstellung nach [11]

Die zentralen Herausforderungen: Zeit und Kosten

Langfristige Planung beim Aufbau von Speicherkapazitäten
Die Entwicklung von Wasserstoffspeichern unter Tage benötigt viel Zeit. Unabhängig davon, ob es sich um einen Neubau oder die Umstellung bestehender Speicher handelt, ist eine mehrjährige Planungs- und Realisierungsphase erforderlich (Abbildung 7): bei einem neuen Kavernenspeicher mindestens elf Jahre und bei einem Porenspeicher in einer ehemaligen Erdöl- oder Erdgaslägerstätte mindestens zehn Jahre. Im Fall einer Umstellung bestehender Kavernen- oder Porenspeicher kann sich die Projektlaufzeit um etwa drei bis fünf Jahre verkürzen [25, 29]. Wie lange Planung und Bau tatsächlich dauern, hängt jedoch stark von den Gegebenheiten vor Ort ab.

Was den Zeitbedarf für Genehmigungen, geologische Untersuchungen und die technische Planung betrifft, gehen verschiedene Quellen von rund drei Jahren aus [8, 27]. Daran schließen sich bei Neubauprojekten in der Regel weitere sechs bis acht Jahre Bauzeit bis zur Betriebsbereitschaft an [9, 25, 28]. Bei Kavernenspeichern entfällt ein erheblicher Teil dieser Zeit auf die Solung, also die Herstellung des unterirdischen Hohlraums, die drei bis vier Jahre in Anspruch nehmen kann [28] – je nach Anzahl und Größe der Kavernen gegebenenfalls auch mehr.

Allerdings werden Wasserstoffspeicherkapazitäten aktuell vor allem zu Forschungs- und Demonstrationszwecken aufgebaut, und zum Zeitpunkt der Recherche lagen nur für vier der 26 in Deutschland angekündigten Projekte eine finale Investitionsentscheidung vor [30]. Das verdeutlicht die aktuell komplexe Lage, wenn es um den notwendigen Hochlauf der Wasserstoffspeicherkapazitäten geht: Eine lange Projektlaufzeit von mindestens sechs Jahren für die Entwicklung von UGS steht dem verhaltenen Investitionsgeschehen gegenüber. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass der Aufbau von Wasserstoffspeichern zügig vorangetrieben und beschleunigt werden muss. Nur so kann der steigende Speicherbedarf gedeckt werden.

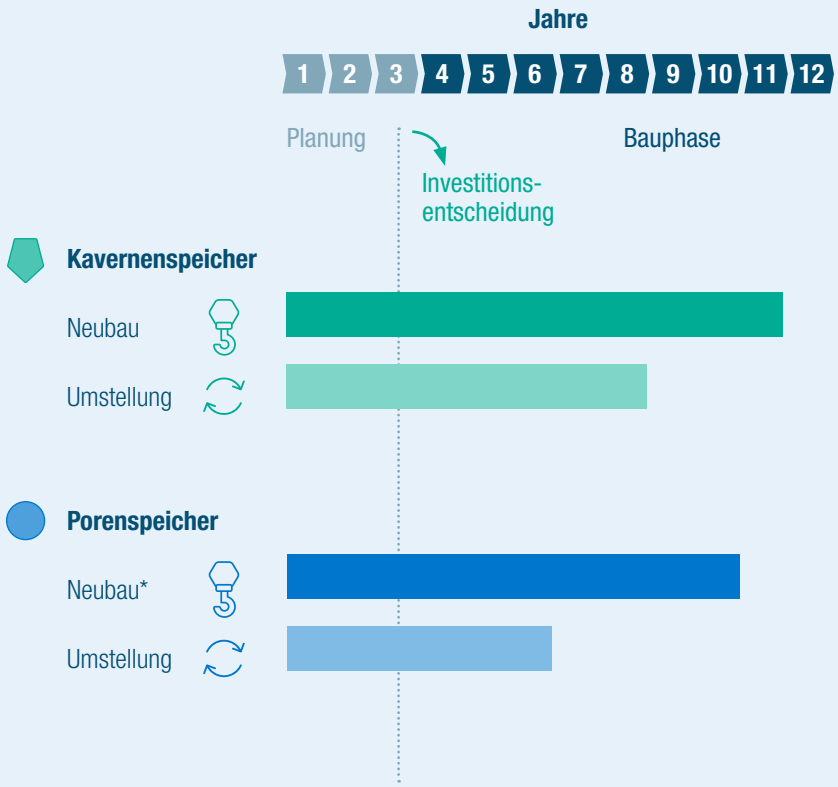


Abbildung 7: Zeitbedarf für Neubau und Umstellung von Poren- und Kavernenspeichern. Eigene Darstellung nach [25, 27]

* Dies betrifft die Umnutzung ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten, die noch über Bohrungen und Genehmigungen verfügen. Im Fall einer kompletten Neuerschließung kann sich der Prozess um mehrere Jahre verzögern.

Wasserstoffhochlauf parallel zum aktuellem Betrieb der Gasinfrastruktur

Eine Umstellung bestehender Erdgas-Untertagegasspeicher auf Wasserstoff ist insbesondere deshalb eine gute Möglichkeit, weil die benötigten Speicherkapazitäten im Vergleich zum Neubau schneller und kosteneffizienter zur Verfügung gestellt werden können. Gleichzeitig ist der Umstellungsprozess aber auch mit Herausforderungen verbunden und erfordert eine sorgfältige und präzise Planung. Hierbei steht der steigende Bedarf an Wasserstoffspeichern der weiterhin notwendigen Speicherung von Erdgas und erneuerbarem Methan gegenüber. Dies ergibt sich aus der Aufgabe, eine versorgungssichere und resiliente Energieversorgung sowohl in Deutschland als auch im europäischen Kontext gewährleisten.

Eine Umstellung ist demnach nur möglich, wenn die verbleibenden Erdgasspeicher die erforderliche Mindestkapazität im System weiterhin abdecken können [12]. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass während der Anpassung die entsprechenden Speicherkapazitäten zeitweise nicht mehr zur Verfügung stehen [22], was den Planungsaufwand zusätzlich erhöht. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer gemeinsamen und koordinierten Speicher- und Netzentwicklungsplanung für Erdgas und Wasserstoff.

Unsicherheiten bei den zukünftigen Speicherkosten

Die zukünftigen Kosten für die Untertagegasspeicherung von Wasserstoff sind aus verschiedenen Gründen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Eine zentrale Rolle spielen dabei die ungeklärten Gasqualitätsanforderungen bei der Ausspeicherung. Infolge der standortspezifischen geologischen Eigenschaften des Untergrundes können zusätzliche Verunreinigungen durch die Speicherung auftreten. Dazu gehören Verunreinigungen durch Schwefelverbindungen oder organischen Substanzen infolge geochemischer oder mikrobiologischer Aktivitäten [31].

Neben der Gasqualität stellt auch die Erstbefüllung mit Kissengas eine potenzielle ökonomische Herausforderung dar. Bei einem Kissengasvolumen von 20 bis 40 Prozent bei Kavernen- und 50 bis 80 Prozent bei Porenspeichern ist die Erstbefüllung mit schwer kalkulierbaren Kosten verbunden [1, 9]. Vor allem in der Markthochlaufphase der kommenden Jahre ist es schwer abzusehen, wie viel Wasserstoff tatsächlich zur Verfügung stehen wird und zu welchem Preis, was unter Umständen zu einer verzögerten Inbetriebnahme des Speichers führen kann [9].

Nicht zu vernachlässigen ist zudem der höhere energetische Aufwand für die Verdichtung und Einspeicherung von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas. Demnach steigt für dieselbe Energiemenge der Energiebedarf auf das etwa 3,6- bis 3,7-fache [19]. Dies wirkt sich sowohl auf die Investitionskosten für die Verdichteranlagen als auch auf die laufenden Betriebskosten von Wasserstoffspeichern aus.

Anforderungen an die Gasbeschaffenheit – ein Investitionsrisiko?

In Deutschland legt das DVGW-Arbeitsblatt G 260 [34] die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit in der öffentlichen Gasversorgung fest. Wasserstoff wird in der sogenannten 5. Gasfamilie in zwei verschiedenen Reinheitsstufen angegeben: Die Gruppe A umfasst Wasserstoff mit einem Anteil von mindestens 98 Prozent. Die Gruppe D erfordert einen Wasserstoffanteil von mindestens 99,97 Prozent.

Während Gruppe A von den Speicherbetreibern als umsetzbar eingeschätzt wird, sind darüber hinausgehende Qualitätsanforderungen mit einem erheblichen genehmigungsrechtlichen und technischen Mehraufwand und zusätzlichen Kosten bei der Gasaufbereitung verbunden [33]. Aktuelle Bestrebungen auf europäischer Ebene, den Wasserstoffanteil auf ein höheres Niveau von über 99 Prozent anzuheben, bedeuten ein zusätzliches Investitionsrisiko für die Speicherbetreiber [34].

Der Hochlauf der Wasserstoffspeicherung braucht Schnelligkeit und ein sicheres Investitionsklima

Die Untertagegasspeicherung von Wasserstoff ist ein zentraler Baustein der Energiewende und ein wichtiges Element des zukünftigen Energiesystems. Ein schneller Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten ist daher elementar. Dafür müssen Anreize geschaffen und bestehende Unsicherheiten zügig aufgelöst werden.

- **Schneller Aufbau von Speicherkapazitäten für Wasserstoff genau dort, wo sie das Energiesystem benötigt**
  Der Neubau oder die Umrüstung bestehender Untergrundspeicher auf Wasserstoff kann bis zu elf Jahre dauern. Im Hinblick auf den prognostizierten Speicherbedarf von bis zu 25 TWh bis zum Jahr 2035 besteht somit dringender Handlungsbedarf: Die erforderlichen Speicherkapazitäten müssen zügig auf- und ausgebaut werden. Genehmigungsverfahren müssen dafür vereinfacht und verkürzt werden. Geeignete Standorte sollten so gewählt sein, dass Kapazitäten dort entstehen, wo sie im Energiesystem am meisten benötigt werden – unabhängig vom Speichertyp. Dies ist insbesondere deshalb wichtig, da geologisch bedingt nicht überall Kavernenspeicher möglich sind – wie zum Beispiel in Süddeutschland – und Porenspeicher in diesen Regionen ein bedeutendes Element der Energieversorgung sind und bleiben müssen.

- **Abbau bestehender Investitionsbarrieren durch transparente technische und regulatorische Anforderungen**
  Es bestehen noch viele Unsicherheiten in Bezug auf die Einbindung potenzieller Untertagegasspeicherstandorte in das geplante Wasserstoff-Kernnetz. Dazu zählt insbesondere die aktuelle Diskussion um die Gasqualitätsanforderungen, die sich erheblich auf die Auslegung und den Investitionsbedarf der Gasaufbereitung und nachfolgend auch auf die Betriebskosten auswirken können. Offene Fragen bestehen auch hinsichtlich der zukünftigen Betriebsweise der Speicher an einzelnen Standorten (multizyklischer vs. saisonaler Betrieb), die wiederum einen großen Einfluss auf die Speicherkosten und die Wirtschaftlichkeit haben. Aufgrund dieses Marktrisikos sowie genereller Unsicherheiten beim Hochlauf des Wasserstoffmarktes ist die Investitionsbereitschaft in neue UGS-Projekte aktuell eher zurückhaltend. Um Investitionen anzureizen und deren Risiko zu senken, ist es deshalb notwendig, entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, die eine verlässliche Entwicklung des Wasserstoffmarktes und die Etablierung geeigneter Finanzierungs- und Marktmechanismen für Untergrundspeicher ermöglichen.

- **Rolle der Speicher in Deutschland im europäischen Kontext berücksichtigen**
  Die strategische Bedeutung der deutschen Untertagegasspeicher für die europäische Energieunabhängigkeit sollte beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und der Planung der erforderlichen Speicherkapazitäten berücksichtigt werden. Deutschland ist aktuell ein Transitland für Erdgas und könnte in dieser Rolle auch zukünftig für Wasserstoff agieren. Aufgrund seiner hohen Speicherpotenziale könnten voraussichtlich auch Bedarfe aus dem europäischen Ausland abgedeckt werden, insbesondere in Staaten mit Zubauhemmnissen oder ungünstigen geologischen Rahmenbedingungen.

Das Literaturverzeichnis und weitere Informationen zum Thema Wasserstoff und Untergrundspeicher sind zu finden unter

➔ www.dvgw.de/h2-speicher

Impressum

Herausgeber:
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3 · 53123 Bonn
info@dvgw.de · www.dvgw.de

Copyright Titelbild:
EWE/ Thorsten Ritzmann

Gestaltung:
waf.berlin

© DVGW e.V., Bonn

Stand November 2025 (Version 2)