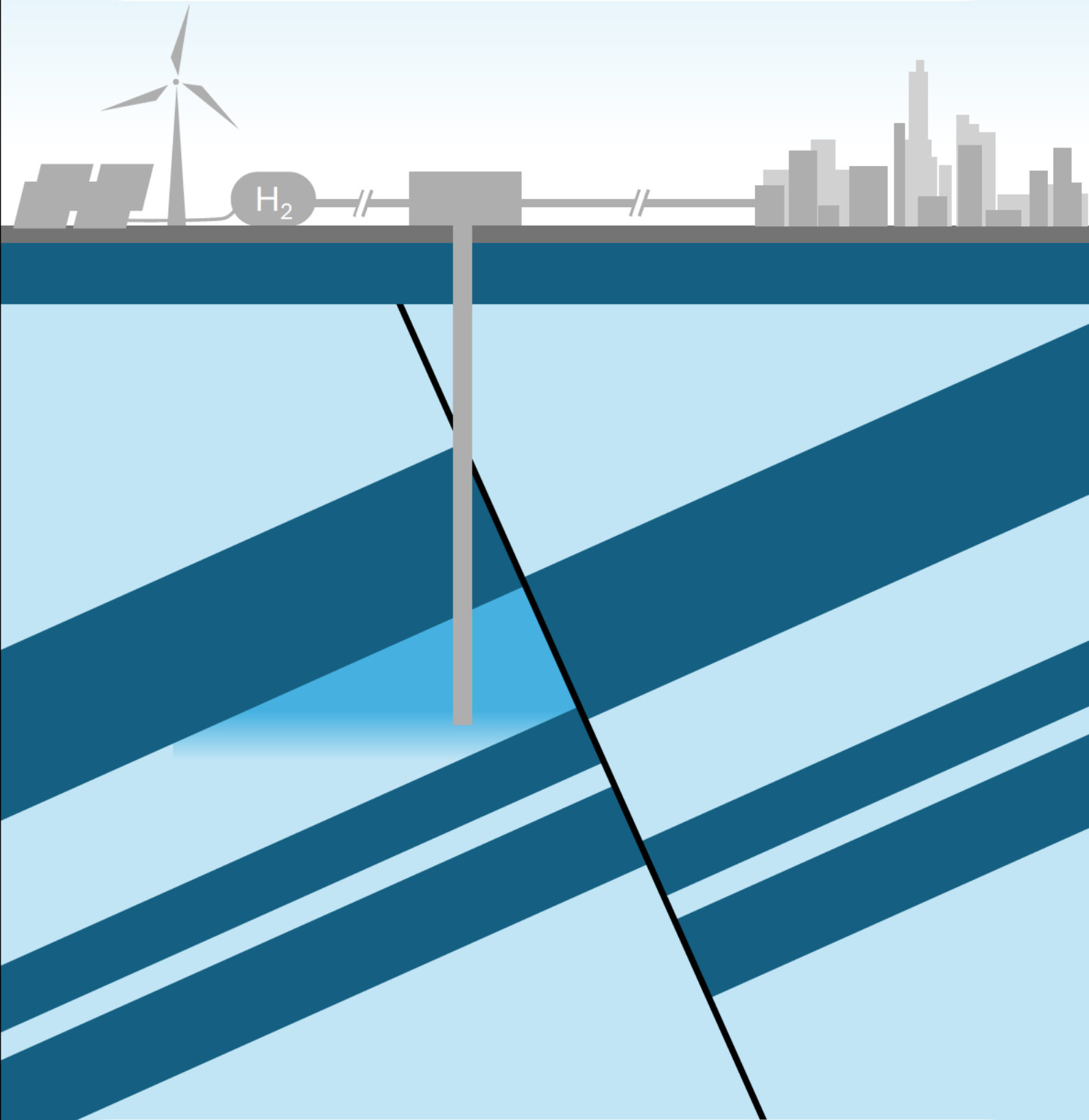




SPEICHERCHECK



STATISCHE SPEICHERKAPAZITÄTEN FÜR H₂ IN KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN UND GASSPEICHERN



Gefördert durch:

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie





Impressum

Herausgeber

Michael Drews, Koordinator des F&E-Projekts SpeicherCHECK
Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München
Juli 2025

Autoren

Michael Drews¹, Lena-Maria Able¹, Enzo Aconcha¹, Parisa Babaie¹, Joel Bensing²,
Julian Breitsameter¹, Florian Duschl¹, Saeed Mahmoodpour¹, David Misch², Lukas Skerbisch²

Beteiligte Institutionen

- 1 Professur für Geothermal Technologies, Technische Universität München (Prof. Drews)
- 2 Lehrstuhl für Energy Geosciences, Montanuniversität Leoben (Prof. Misch)

Publikationsart

Abschlussbericht zum Arbeitspaket 1 des F&E Projekts SpeicherCHECK – Teil 1: Wasserstoff

Fördermittelgeber

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Wie ist diese Publikation zu zitieren?

Drews, M.C., Able, L.-M., Aconcha, E., Babaie, P., Bensing, J., Breitsameter, J., Duschl, F., Mahmoodpour, S., Misch, D., Skerbisch, L. (2025): Statische Speicherkapazitäten für H₂ in Kohlenwasserstofflagerstätten und Gasspeichern. Abschlussbericht zum Arbeitspaket 1 des F&E Projekts SpeicherCHECK – Teil 1: Wasserstoff, pp. 1-18.

Executive Summary

Im F&E-Projekt SpeicherCHeck wurden **STATISCHE SPEICHERKAPAZITÄTEN FÜR WASSERSTOFF IN ERDÖL- UND ERDGASLAGERSTÄTTEN SOWIE IN DEN AKTIVEN ERDGASSPEICHERN DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS** (Alpenvorland) abgeschätzt. Hierzu wurden die geförderten Erdöl- und Erdgasvolumina von 58 Lagerstätten (48 ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, 5 aktive Erdöl- und Erdgasförderfelder, 5 Erdgasporenspeicher) erfasst (Abbildung 1), um den durch die Förderung freigewordenen Porenraum der Lagerstätten zu ermitteln. Die darin speicherbaren Mengen von Wasserstoff wurden dann unter Lagerstättenbedingungen berechnet. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Abhängig vom angenommenen Arbeitsgasanteil (30%, 45% bzw. 60%) besteht unter den getroffenen Annahmen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten und aktiven Erdgasspeichern ein **WASSERSTOFFSPEICHERPOTENZIAL VON 12,6 BIS 25,2 TWh¹**. 39% des Speicherpotenzials in Bayern liegen in den 5 aktiven Erdgasspeichern, weitere 37% verteilen sich auf die 27 ausgeförderten Gaslagerstätten (Abbildung 2A, Tabelle 1).
- Allein das **WASSERSTOFFSPEICHERPOTENZIAL IN AKTIVEN ERDGASPORENSPEICHERN** des Bayerischen Molassebeckens nimmt mit 5-10 TWh einen signifikanten Anteil am Gesamtspeicherpotenzial für Wasserstoff in Deutschland ein.
- An **SALINARE AQUIFERE** gebundene Gasspeicherpotentiale im Bayerischen Molassebecken könnten einen beträchtlichen Anteil am verfügbaren Gesamtspeichervolumen haben, müssen jedoch in weiteren Studien genauer untersucht werden.
- **VERTEILUNG DER SPEICHERKAPAZITÄTEN:** 96% des Gesamtpotenzials (exklusive saline Aquifere) verteilen sich auf die 25 größten Lagerstätten. Die 10 größten Lagerstätten beherbergen ca. 70% des statischen Speicherpotenzials. **DER GROSSTEIL (95%) DES SPEICHERPOTENZIALS BEFINDET SICH IM SÜDÖSTLICHEN BEREICH DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS** (Abbildung 1).

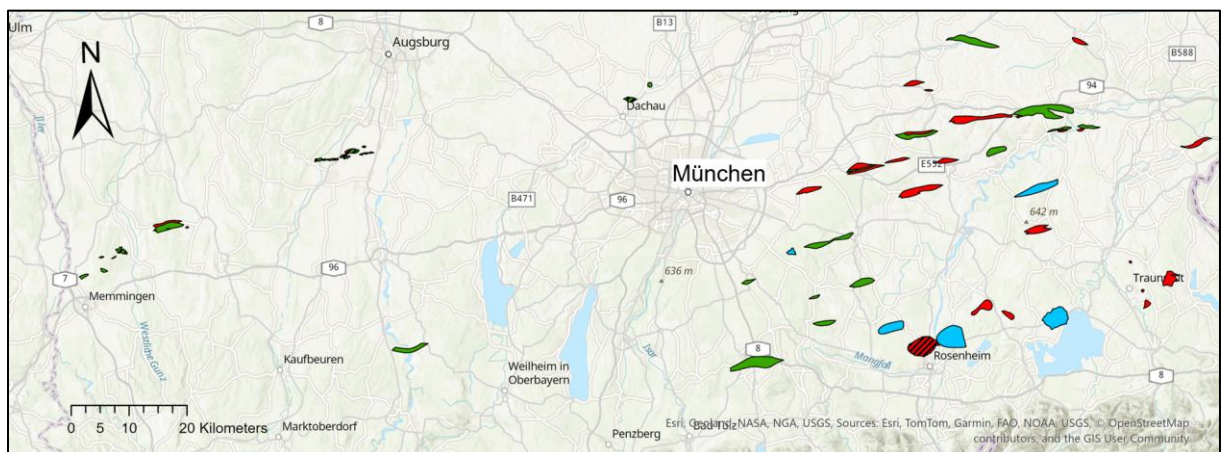


Abbildung 1: Geographische Verteilung von Erdöl- (grün) und Erdgasfeldern (rot) sowie noch aktiven Förderfeldern (schwarz gestreift) und Gasspeichern (blau) im Bayerischen Molassebecken (Feldgeometrien bereitgestellt vom Bay. Landesamt für Umwelt).

¹ Im Vergleich dazu besteht in den aktiv zur Erdgasspeicherung genutzten Salzkavernen in Deutschland ein Wasserstoffspeicherpotenzial von 33 TWh (Nationaler Wasserstoffrat 2021: Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland.)

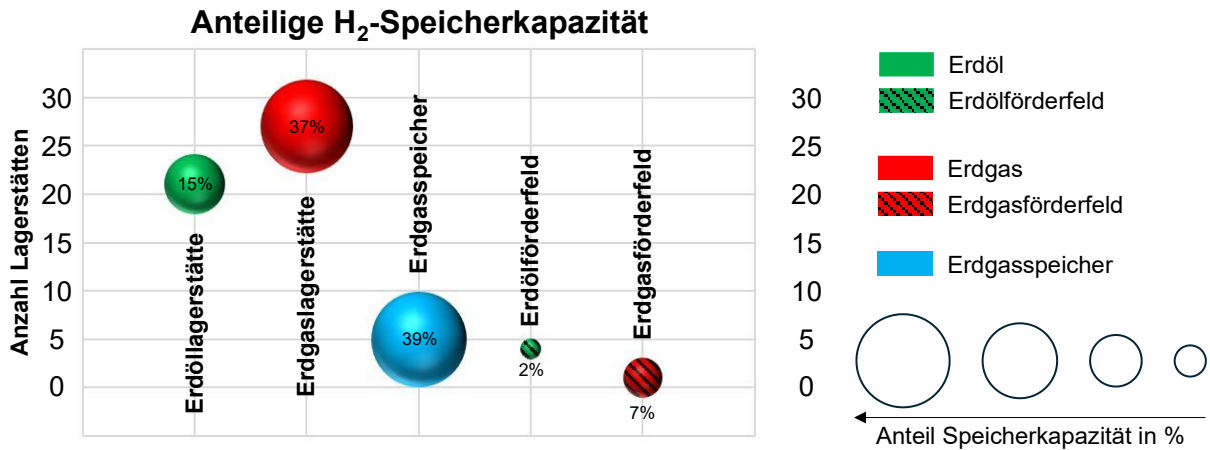


Abbildung 2: Anteilige statische Speicherkapazität in Bayern für Wasserstoff in Abhängigkeit der Anzahl der Lagerstätten für die unterschiedlichen Lagerstättentypen.

DIE ERGEBNISSE SIND ALS STATISCHE SPEICHERKAPAZITÄTEN, DIE GROßEN UNSICHERHEITEN UNTERLIEGEN, ZU VERSTEHEN. Statische Speicherkapazitäten berücksichtigen lediglich eine Berechnung des Porenvolumens sowie eine Abschätzung des Arbeitsgasanteils auf der Basis von Erfahrungswerten. Dynamische Effekte wie förderbedingte Druckabsenkungen und Langzeitspeicherverhalten sowie wirtschaftliche Aspekte wirken sich ebenfalls auf die Speicherkapazität aus, können jedoch in dieser Studie mangels standortbezogener Erkenntnisse nicht berücksichtigt werden. Insgesamt sind zur Reduzierung der Unsicherheiten detailliertere, standortbezogene Studien notwendig.

Tabelle 1: Statische Speicherkapazitäten in Bayern für Wasserstoff in Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie in aktiven Gasspeichern.

Lagerstättentyp	H ₂ -Speicherpotenzial		
	Arbeitsgasanteil		
	30%	45%	60%
#	TWh	TWh	TWh
Erdölfelder	1,9	2,9	3,9
Erdgasfelder	4,7	7,0	9,4
Gasspeicher	4,9	7,4	9,9
Förderfelder (Öl)	0,2	0,3	0,4
Förderfelder (Gas)	0,8	1,3	1,7
Alle Felder	12,6	18,9	25,2



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	2
Ausgangslage und Zielsetzung	5
Statische, dynamische und realistische Speicherkapazität.....	5
Geotechnische Grundlagen der H ₂ -Speicherung in Porenspeichern.....	6
Das Bayerische Molassebecken: Geologischer Überblick und Kohlenwasserstoffförderung.....	9
Methodik und Annahmen zur Abschätzung der statischen H ₂ -Speicher-kapazitäten im Bayerischen Molassebecken.....	11
Berechnung statischer Speicherkapazitäten aus geförderten Kohlenwasserstoffvolumen.....	11
Hochrechnung der statischen Speicherkapazität in salinaren Aquiferen	11
Ergebnisse: Statische H ₂ -Speicherpotenziale im Bayerischen Molassebecken.....	12
Statische Speicherkapazitäten in Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie Erdgasporenspeichern.....	12
Hochrechnung der statischen Speicherkapazität in salinaren Aquiferen	13
Einfache wirtschaftliche Betrachtungen.....	14
Weitere Faktoren, die Einfluss auf die statische Speicherkapazität haben.....	16
Zusammenfassung	16
Anhang A: Berechnung statischer H ₂ -Speicherkapazitäten aus geförderten Erdöl- und Erdgasvolumina	18
Ermittlung der kumulativ ausgeförderten Volumina unter atmosphärischen Bedingungen an Erdöl, Kondensat, Ölgas und Erdgas für jede Lagerstätte.....	18
Abschätzung einer mittleren Dichte für Erdgas und Erdöl unter atmosphärischen Bedingungen.....	18
Abschätzung der Lagerstättenbedingungen (Druck und Temperatur).....	18
Abschätzung der Dichte von Erdgas, Erdöl und H ₂ unter Lagerstättenbedingungen und Berechnung der speicherbaren Masse von H ₂	19
Literaturverzeichnis	20



Ausgangslage und Zielsetzung

Deutschland möchte bis 2045 treibhausgasneutral werden (Bundesregierung 2025). Zusätzlich zu einem Ausbau der Erneuerbaren Energien ist hierzu auch ein Umstieg auf vorzugsweise grünen, also mittels erneuerbarer Energien erzeugten Wasserstoff (H_2) als Energieträger notwendig. Neben der dafür erforderlichen H_2 -Leitungsinfrastruktur (ehb 2025) wird die temporäre Speicherung von H_2 eine tragende Rolle für die Umsetzung einer nationalen Wasserstoffstrategie spielen (BMWK 2023). Der nationale Wasserstoffrat geht hierbei bei von einem deutschlandweiten Wasserstoffbedarf von 100 TWh und einem 10%-igen Speicherbedarf von 10 TWh im Jahr 2030 aus (Nationaler Wasserstoffrat 2021), jedoch sind diese Schätzungen sehr großen Unsicherheiten unterworfen.

Die Speicherung großer Mengen von H_2 kann nur mithilfe untertägiger Speicher realisiert werden. In Deutschland bestehen bereits Erfahrungen mit der saisonalen Erdgasspeicherung in Salzkavernen und Porenspeichern (EID 2019). Als Porenspeicher kommen ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, Erdgasspeicher und saline Aquifere in Betracht. Saline Aquifere sind salzwasserführende poröse Gesteinsschichten, die bisher nicht durch die Kohlenwasserstoffindustrie oder andere Industrien erschlossen wurden.

Das Speicherpotential für H_2 in aktuell zur Erdgasspeicherung genutzten Salzkavernen, die ausschließlich in Norddeutschland zur Verfügung stehen, beläuft sich laut nationalem Wasserstoffrat auf 33.3 TWh (Nationaler Wasserstoffrat 2021). Aktive Erdgasporenspeicher stehen dagegen in Bayern zur Verfügung (EID 2019). Erste, auf dem Prinzip der Energiedichte basierende Abschätzungen gehen von einem Speicherpotenzial für H_2 von 7,85 – 9,45 TWh in den aktiven Gasspeichern Bayerns aus (HyUSPRe 2025). Im Erdgasporenspeicher Bierwang laufen außerdem erste Testversuche zur H_2 -Speicherung, indem in einer flacher gelegenen Struktur der Anteil von H_2 schrittweise auf bis zu 25% am Speichergas erhöht wird (Uniper 2025). Im österreichischen Teil des Molassebeckens wurde im Zuge des „Underground Sun Storage“ Projekts im ausgeförderten Gasfeld Lehen Erdgas mit einer Beimengung von 10% H_2 gespeichert und konnte zu 84% zurückgefördert werden (RAG Austria AG 2017; Hellerschmied et al. 2024). Im darauffolgenden Projekt „Underground Sun Storage 2030“ (<https://www.uss-2030.at/>) wurden 500.000 m^3 reiner Wasserstoff in ein ausgefördertes Gasfeld injiziert und rückgefördert (RAG Austria AG 2025).

Für H_2 liegen bei Erdöl- und Erdgaslagerstätten durch die dokumentierte Förderung bereits wichtige Informationen zur Abschätzung der Speicherkapazität vor. Außerdem sind die notwendigen Elemente für ein Speichersystem zumindest für Erdöl und Erdgas nachweislich vorhanden. Das Speicherpotential für H_2 in Erdöl- und Erdgaslagerstätten und Erdgasporenspeicher des Bayerischen Molassebeckens wurde bisher allerdings noch nicht untersucht.

DAS ZIEL DIESER STUDIE IST DIE ABSCHÄTZUNG DER STATISCHEN SPEICHERKAPAZITÄT FÜR WASSERSTOFF (H_2) IN AKTIVEN UND AUSGEFÖRDERTEN KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN UND IN ERDGASSPEICHERN DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS.

Statische, dynamische und realistische Speicherkapazität

Die Abschätzung von Speicherkapazitäten untertägiger Porenspeicher ist mit signifikanten **UNSIKERHEITEN** verbunden. Erst wenn ein Speicher mehrere Jahre in Betrieb ist, sind die Unsicherheiten auf ein Minimum reduziert. Bis zur Standortauswahl und dem Betrieb sind einige Schritte zu gehen:

Zu Beginn steht in der Regel eine standardisierte regionale volumetrische Abschätzung der **STATISCHEN SPEICHERKAPAZITÄT** aller potenziellen Standorte, um ein Standortranking, das die Grundlage zur Standortauswahl bildet, zu erstellen (Abbildung 3). Statisch bedeutet hier, dass keinerlei zeitsensitive Effekte wie Injektion und Förderung, mögliche Leckage, Veränderungen im Speicher während des Betriebs oder im Fall von Erdöl- und Erdgaslagerstätten auch während der Förderphase, wirtschaftliche oder politische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. **STATISCHE SPEICHERKAPAZITÄTEN BASIEREN SOMIT REIN AUF DEM MAXIMALEN (POREN)VOLUMEN DES SPEICHERS UND ERFAHRUNGSWERTEN ZUR SPEICHEREFFIZIENZ.**

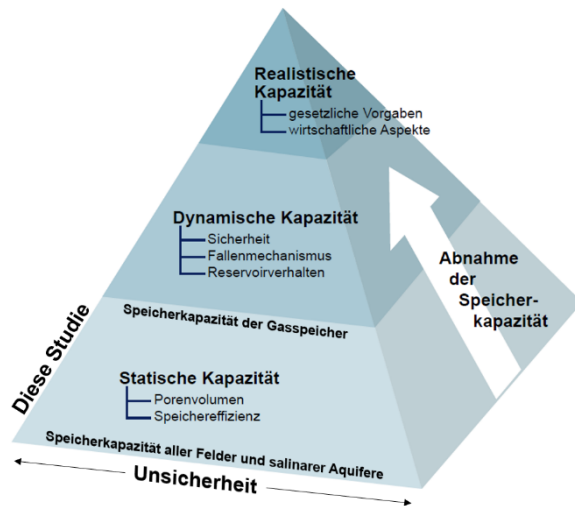


Abbildung 3: verändert aus Wallmann und das GEOSTOR-Konsortium (2025) nach Leng et al. (2024).

Speichervorhabens wirtschaftliche Aspekte und gesetzliche Vorgaben im Detail berücksichtigt (**REALISTISCHE SPEICHERKAPAZITÄT**, Abbildung 3). Von der statischen über die dynamische hin zur realistischen Speicherkapazität **VERRINGERN SICH IN DER REGEL DURCH DIE ZUNAHME DER INFORMATIONSDICHTEN AN JEDEM STANDORT UND DER STANDORTAUSWAHL SOWOHL DIE UNSICHERHEITEN ALS AUCH DIE GESAMTSPEICHERKAPAZITÄT** (Abbildung 3). Einen guten Überblick zu den unterschiedlichen Speicherkapazitäten geben z.B. (Leng et al. 2024) oder auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in ihrem Beitrag im aktuellen GEOSTOR-Bericht (Wallmann und das GEOSTOR-Konsortium 2025).

IN DER HIER VORGELEGTEN STUDIE WERDEN DIE STATISCHEN SPEICHERKAPAZITÄTEN VON KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN UND ERDGASSPEICHERN IM BAYERISCHEN MOLASSEBECKEN UNTERSUCHT. DIE UNSICHERHEITEN SIND ENTSPRECHEND HOCH, DIE GESAMTSPEICHERKAPAZITÄT WIRD SICH MIT WEITEREN UNTERSUCHUNGEN AUF GRUND NEUER INFORMATIONEN UND INSBESONDERE DER STANDORTAUSWAHL HÖCHSTWAHRSCHEINLICH VERRINGERN.

Geotechnische Grundlagen der H₂-Speicherung in Porenspeichern

Die Speicherkapazität von H₂ steigt mit dessen zunehmender Dichte an. Die Dichte von H₂ hängt dabei von den im Speichergestein vorherrschenden Druck- und Temperaturbedingungen ab. Für H₂ wird unter Speicherbedingungen in der Regel ein gasförmiger Zustand angenommen (Leachman et al. 2009; Heinemann et al. 2021). Die Dichte von H₂ variiert je nach Druck und Temperatur zwischen 5-35 kg/m³ (Leachman et al. 2009).

Die Dichte von in den Untergrund eingebrachtem H₂ liegt also unterhalb der Dichte der zu verdrängenden Porenwässer von ca. 1000 kg/m³. Der dadurch entstehende Auftrieb führt zu einer Aufwärtsbewegung (Migration) von eingespeichertem H₂. Damit das eingespeicherte Fluid im Speicherhorizont verbleiben kann, müssen deshalb die folgenden geologischen **SPEICHERELEMENTE** vorhanden sein (Abbildung 4) (acatech 2018):



- **SPEICHERGESTEIN** mit ausreichend Porosität, hydraulischer Durchlässigkeit, Mächtigkeit und lateraler Ausdehnung
- **BARRIEREGESTEIN**, welches das Speichergestein vollständig überdeckt und eine sehr geringe hydraulische Durchlässigkeit aufweist, sodass eine Migration des zu speichernden Fluids aus dem Speicher verhindert wird
- **GEOLOGISCHE FALLENSTRUKTUR**, die Speicher- und Barrieregestein umfasst und die Ausbreitung des zu speichernden Fluids lateral begrenzt

Diese Anforderungen gelten auch für die natürliche Ansammlung von Erdöl und Erdgas, weshalb die Nachnutzung ausgeförderter Erdöl- und Erdgaslagerstätten zur Gasspeicherung besonders geeignet ist. Jedoch kommen auch nicht-kohlenwasserstoffführende, poröse Schichten mit entsprechenden Strukturen und Barrieregesteinen, also saline Aquifere in Frage. Die Durchmesser der Poren eines Speicherhorizonts liegen im μm -Bereich. Bei der saisonalen Gasspeicherung muss in Porenspeichern deshalb der Lagerstättendruck auf ein Minimum aufrechterhalten werden, sodass ein größerer Anteil des eingespeisten Gases als sogenanntes Kissengas im Speicher verbleibt. Das zyklisch entnehm- und einspeisbare Gas wird als Arbeitsgas bezeichnet. Für H_2 fehlen bisher Erfahrungswerte zum Arbeitsgasanteil, jedoch liegen diese für die Erdgasporenspeicher im Bayerischen Molassebecken zwischen 30% und 60% mit einem Mittel von ca. 45% (EID 2019).

Für die Elemente eines H_2 -Speichersystems (Speichergestein, Barrieregestein, Fallenstruktur), ist die relativ geringe Speicherdauer von H_2 (wenige Monate) die geringe Dichte und molekulare Größe von H_2 zu berücksichtigen. Im Detail sind die folgenden Aspekte für die Wasserstoffspeicherung wichtig (Abbildung 4) (Heinemann et al. 2021):

LECKAGE: Freies H_2 steigt durch Auftriebskräfte in Richtung Oberfläche und muss durch das Barrieregestein und etwaige andere die Fallenstruktur begrenzende Elemente wie **Störungszonen** zurückgehalten werden. Für eine hohe Barrierewirkung sind eine sehr niedrige Permeabilität, kleine Porenhäule, die einen hohen kapillaren Eintrittsdruck bedingen, elasto-plastisches Verhalten und die mechanische Integrität des Barrieregesteins entscheidend (Gholami et al. 2021). Durch die deutlich geringere Dichte von H_2 ist der Auftriebsdruck bei der H_2 -Speicherung höher als bei den meisten anderen Fluiden, weiter kann H_2 aufgrund seiner kleinen Molekülgröße auch entsprechend kleinere Porenhäule passieren (Heinemann et al. 2021). Die Anforderungen an das Barrieregestein und Störungszonen sind dadurch höher. Andererseits verringern die um geringen Speicherzeiträume das Leckagerisiko von H_2 . Eine umfassende Charakterisierung des Barrieregesteins ist demnach wichtig um das Leckagerisiko zu minimieren (Skerbisch et al. 2025). Ein besonderes Leckagerisiko geht außerdem von stillgelegten, potentiell undichten Altbohrungen aus (Kühn 2011). Lagerstätten mit einer Vielzahl von stillgelegten Bohrungen stellen deshalb eine besondere Herausforderung für die Speicherung von H_2 dar.

FLUID-GESTEINS-INTERAKTIONEN: H_2 , der in ein poröses Speichergestein injiziert wird, verändert das chemische Gleichgewicht zwischen Formationswasser, gelösten Gasen und der Gesteinsmatrix. Dadurch resultierende geochemische Reaktionen könnten zu einem Verlust des stark reaktiven H_2 sowie zur Kontamination des gespeicherten H_2 durch die Produktion anderer Gase wie H_2S führen (Gholami 2023). Außerdem kann H_2 Mineralauflösungen/-ausfällungen verursachen, die die Injektivität verringern oder erhöhen oder zur Öffnung von Migrationswegen durch das Deckgestein beitragen (Zeng et al. 2023). Darüber hinaus kann H_2 die mechanischen Eigenschaften des Speichergesteins und des Barrieregesteins beeinträchtigen (Heinemann et al. 2021). Experimente zu H_2 -Gesteinsreaktionen an Barrieregesteinen des Felds Lehen in Oberösterreich über einen Zeitraum von einem Jahr zeigten jedoch keine Anzeichen von abiotischer Minerallösung (Bensing et al. 2024).

MECHANISCHES VERHALTEN: Injektion und Produktion von Fluiden in den Untergrund ändern die dort vorherrschenden Druck- und Spannungszustände. Diese Änderungen können zu Setzungserscheinungen und Erschütterungen an der Erdoberfläche (induzierte Seismizität) führen. Bei der H_2 -Speicherung sind Speichergestein, Barrieregestein und etwaige die Fallenstruktur begrenzende Störungszonen hochfrequenten Be- und Entnahmekyklen ausgesetzt (Heinemann et al. 2021).

Induzierte Seismizität im Zusammenhang mit den betriebenen Erdgasporenspeichern, die ähnlichen Belastungszyklen ausgesetzt sind, sind in Bayern jedoch bisher nicht bekannt.

MIKROBIELLE UMWANDLUNGEN: Mikrobielles Wachstum spielt in Kohlenwasserstofflagerstätten eine wichtige Rolle. Auch für die H₂-Speicherung wird dieser Prozess als relevant angesehen, da insbesondere die mikrobielle Umwandlung von H₂ in Gase wie Methan (CH₄) oder Schwefelwasserstoff (H₂S) einen permanenten Wasserstoffverlust zur Folge haben können (Heinemann et al. 2021; Xiong et al. 2023).

UNKONTROLLIERTE VERDRÄNGUNG VON KISSENGAS (H₂) ODER SALINAREN WÄSSERN: Abhängig von den Be- und Entladungszyklen kann Diffusion und Advektion von H₂ in andere vorhandene Flüssigkeiten im Speichergestein, wie z. B. verbliebene Kohlenwasserstoffe oder das Kissengas die Verunreinigung des gespeicherten H₂ zur Folge haben (Heinemann et al. 2021; Williams et al. 2025). Im oberösterreichischen Feld Lehen konnten nach einer Injektionsphase von 96 Tagen und einer Stilllegung von 112 Tagen in etwa 84% des injizierten Wasserstoffs über einen Zeitraum von 76 Tagen wieder rückgefördert werden (Hellerschmied et al. 2024). Es wird geschätzt, dass 40% des nicht geförderten Wasserstoffs auf eine Mischung mit dem Kissengas zurückzuführen sind (Hellerschmied et al. 2024). Geo-Methanisierung (biologische Umwandlung von H₂ zu CH₄) wurde ebenfalls festgestellt (Hellerschmied et al. 2024). In salinaren Aquiferen verdrängt das in das Speichergestein eingebrachte Gas außerdem das sich im Porenraum befindende Salzwater und kann unter Umständen über mögliche Migrationspfade in höhere Grundwasserstockwerke gelangen (Kühn 2011).

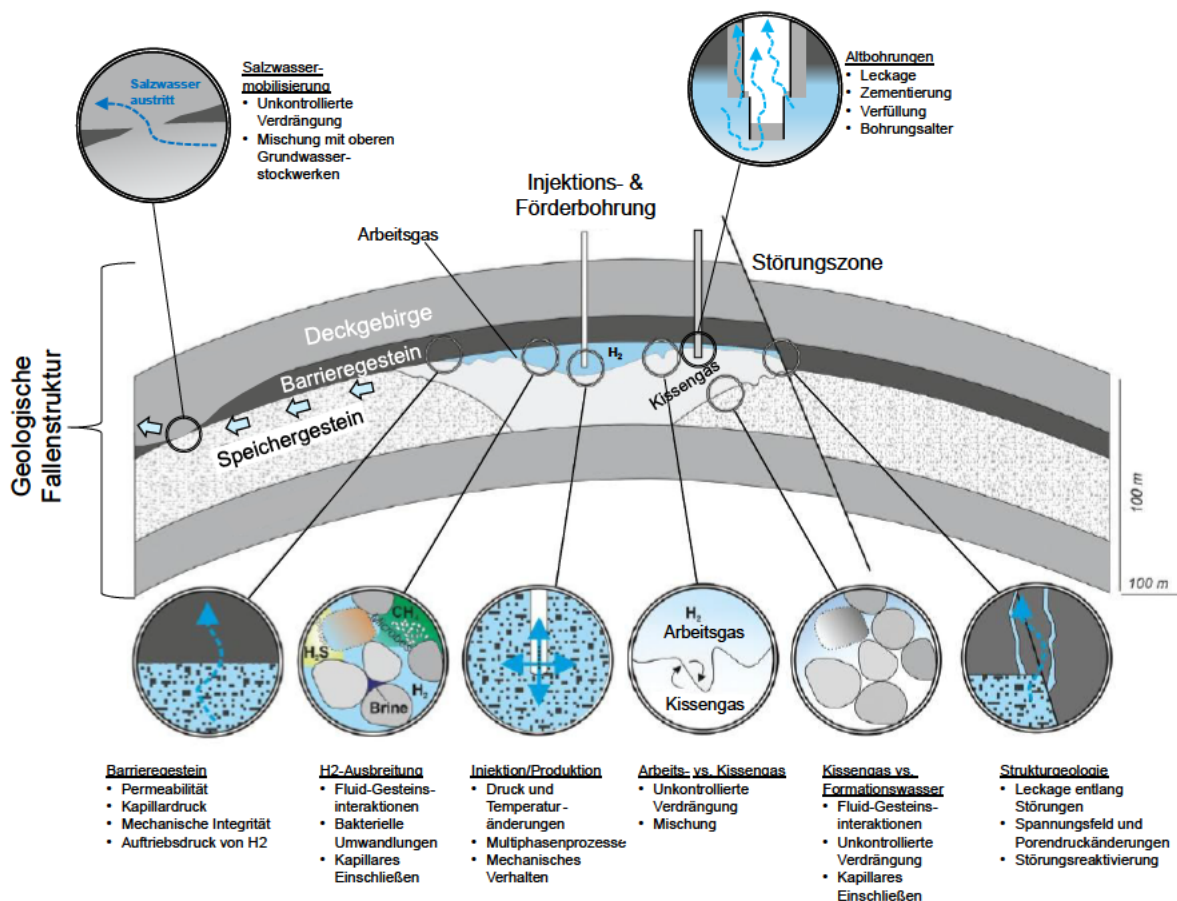


Abbildung 4: H₂-Speichersystem mit Speicherelementen und wichtigen Prozessen und Risiken. Verändert aus Heinemann et al. (2021).

Zur Risikominimierung müssen der Untergrund und das Speichersystem möglichst detailliert charakterisiert werden. Hierzu sind in der Regel die Interpretation reflexionsseismischer Messungen und Bohrungsdaten, die Erstellung eines geologischen Modells und die numerische Betrachtung des



Speicherverhaltens notwendig. Weiter sollten während des Betriebs Monitoringsysteme installiert werden, um die Ausbreitung von H₂ sowie mögliche Leckagepfade oder mechanische Änderungen im Untergrund überwachen und detektieren zu können.

Das Bayerische Molassebecken: Geologischer Überblick und Kohlenwasserstoffförderung

Das Bayerische Molassebecken ist Teil des Nordalpinen Vorlandbeckens, das sich in Mitteleuropa vom Genfersee im Westen bis nach Oberösterreich im Osten erstreckt (Kuhlemann und Kempf 2002). Das Bayerische Molassebecken wird innerhalb des Nordalpinen Vorlandbeckens im Westen von der Grenze zu Baden-Württemberg bzw. der Iller, im Norden von der Donau, im Osten von Donau, Inn und Salzach und im Süden von der Subalpinen Molasse begrenzt. Die Subalpine Molasse ist eine nur wenige Kilometer breite Zone vor dem Alpenrand, deren nördliche Begrenzung in etwa auf einer Linie von Wangen im Allgäu über Kempten bis nach Salzburg verläuft. Das Bayerische Molassebecken vertieft sich in Richtung der Subalpinen Molasse in Folge der Plattenkonvergenz und Alpenbildung. Die Beckenfüllung erreicht hier eine Mächtigkeit von bis zu 5 km (Bachmann et al. 1987; Bachmann und Müller 1996; Lemcke 1973; Pfiffner 1986) und besteht aus terrestrischen und marinen Ton-, Mergel-, Sand- und Kalksteinfolgen eozänen bis miozänen Alters. Unterhalb der känozoischen Beckenfüllung finden sich mesozoische Sedimente und kristallines Grundgebirge mit sporadischen permokarbonischen Sedimenttrögen (Bachmann et al. 1987). Die mesozoischen Sedimente umfassen klastische Ablagerungen aus der Trias und dem mittleren Jura, Plattformkarbonate aus dem Oberjura und klastische Sedimente aus der Kreidezeit.

In den 1950er bis 1980er Jahren wurde das Bayerische Molassebecken intensiv auf Kohlenwasserstoffe erkundet. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum ca. 800 Bohrungen, davon in etwa 300 Erkundungsbohrungen abgeteuft (Lemcke 1979). 15-20% der Erkundungsbohrungen haben sich als kohlenwasserstoffführend herausgestellt, sodass bisher insgesamt ca. 78 Millionen Tonnen Erdöl, 2 Milliarden Kubikmeter Ölgas und 16.7 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus 58 Lagerstätten² gefördert wurden (LBEG Hannover und Geozentrum Hannover 2023b). Die räumliche Verteilung der Lagerstätten konzentriert sich dabei einerseits auf einen relativ kleinen Bereich südwestlich von Augsburg sowie auf den südöstlichen Bereich des Bayerischen Molassebeckens (Abbildung 5A). Aktuell wird noch aus 5 Lagerstätten gefördert (LBEG Hannover und Geozentrum Hannover 2023b), außerdem wurden 5 ausgeförderte Lagerstätten in saisonale Erdgasporenspeicher umgewandelt, die bis heute betrieben werden (EID 2019). Erdöl und Erdgas wurden aus fast allen stratigraphischen Einheiten gefördert, mit einem Fokus auf die Kalk- und Sandsteine des Priaboniums und die Sandsteine des Chattiums und Aquitaniums (Abbildung 5B).

FÜR ERDÖL- UND ERDGASFELDER DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS IST EIN SPEICHERSYSTEM (SPEICHERGESTEIN, BARRIEREGESTEIN, GEOLOGISCHE FALLENSTRUKTUR) BEREITS NACHGEWIESEN, AUCH WENN DIE OBEN GENANNTEN ASPEKTE FÜR H₂ NOCH UNTER DEN MOLASSEBECKEN-SPEZIFISCHEN BEDINGUNGEN FÜR JEDEN POTENZIELLEN STANDORT IM DETAIL ANALYSIERT WERDEN MÜSSEN.

MÖGLICHE SPEICHERSYSTEME IN SALINAREN AQUIFEREN FINDEN SICH WAHRSCHEINLICH IN DEN GLEICHEN STRATIGRAPHISCHEN EINHEITEN, DIE FÜR DIE KOHLENWASSERSTOFFFÖRDERUNG GENUTZT WURDEN UND WERDEN. FÜR SALINARE AQUIFERE MÜSSEN DIE JEWEILIGEN SPEICHERELEMENTE ALLERDINGS ERST NOCH NACHGEWIESEN WERDEN.

² Die Lagerstätte Tegernsee liegt innerhalb der Subalpinen Molasse und wurde nicht berücksichtigt.



Methodik und Annahmen zur Abschätzung der statischen H₂-Speicherkapazitäten im Bayerischen Molassebecken

Berechnung statischer Speicherkapazitäten aus gefördertem Kohlenwasserstoffvolumen

FÜR DIE ERMITTLUNG DER STATISCHEN SPEICHERKAPAZITÄTEN WURDEN ALLE 58 AUSGEFÖRDERTEN UND NOCH AKTIVEN ERDÖL- UND ERDGASLAGERSTÄTTEN SOWIE ERDGASPORENSPEICHER BERÜCKSICHTIGT. Das Feld Tegernsee liegt in der Subalpinen Molasse und somit außerhalb des Untersuchungsgebiets und wurde nicht berücksichtigt. Die berechneten Speicherkapazitäten erfolgen zunächst unter rein volumetrischen Gesichtspunkten, d.h. unter der Annahme, dass die ausgeförderte Menge an Kohlenwasserstoffen 1:1 durch H₂ ersetzt werden kann. Hierzu wurden folgende Berechnungsschritte durchgeführt:

1. Ermittlung der kumulativ ausgeförderten Volumina unter atmosphärischen Bedingungen an Erdöl, Kondensat, Ölgas und Erdgas für jede Lagerstätte
2. Abschätzung einer mittleren Dichte für Erdöl und Erdgas unter atmosphärischen Bedingungen
3. Abschätzung der Lagerstättenbedingungen (Druck und Temperatur)
4. Abschätzung der Dichte von Erdöl, Erdgas und H₂ unter Lagerstättenbedingungen und Berechnung der maximal speicherbaren Masse von H₂

Für den Lagerstättendruck wurden zwei Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario wird die Möglichkeit überhydrostatischer Lagerstättendrücke nach Drews et al. (2018) berücksichtigt. Das zweite Szenario geht für alle Felder von hydrostatischem Porendruck aus. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsschritte 1-4 findet sich in Anhang A.

Die berechneten maximalen speicherbaren Massen werden dann für H₂ in Energiemengen in Terrawattstunden (TWh) umgerechnet, indem eine Energiedichte von 33.33 MWh/t angenommen wird. Für eine realistischere Abschätzung der Speicherpotenziale werden für H₂ außerdem unterschiedliche Arbeitsgasanteile von 30%, 45% und 60% angenommen. Diese orientieren sich an den minimalen, mittleren und maximalen Arbeitsgasanteilen der im Bayerischen Molassebecken aktiven Erdgasporenspeicher (EID 2019). Die in den Arbeitsschritten 1 bis 4 volumetrisch ermittelten Massen an H₂ werden dazu mit den jeweiligen Arbeitsgasanteilen multipliziert.

Hochrechnung der statischen Speicherkapazität in salinaren Aquiferen

Zusätzlich wird unter der Annahme, dass sämtliche nicht-fündige Kohlenwasserstoffaufschlussbohrungen einen salinaren Aquifer in einer Fallenstruktur, die von einem Barrieregestein überdeckt wird, erbohrt haben, eine erste Abschätzung der Obergrenze des theoretischen H₂-Speicherpotenzials in salinaren Aquiferen $M_{H_2,SA}$ des Bayerischen Molassebeckens vorgenommen:

$$M_{H_2,SA} = E \cdot M_{H_2,KW} / POS$$

mit:

E = Arbeitsgasanteil

$M_{H_2,KW}$ = Speicherpotenzial aller Kohlenwasserstofflagerstätten

POS = Probability of Success (Anteil der fündigen Kohlenwasserstoffaufschlussbohrungen)

Die POS von Kohlenwasserstoffaufschlussbohrungen im Bayerischen Molassebecken liegt bei etwa 15%. Der Arbeitsgasanteil E wird konservativ mit 10% angenommen. Weiter wird bei diesem Ansatz angenommen, dass die statistischen Verteilungen der Speicherkapazitäten für saline Aquifere und Kohlenwasserstofflagerstätten identisch sind.



Ergebnisse: Statische H₂-Speicherpotenziale im Bayerischen Molassebecken

Statische Speicherkapazitäten in Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie Erdgasporenspeichern

Die rein volumetrische Betrachtung (1:1 Austausch der geförderten Kohlenwasserstoffe durch H₂) resultiert in einem theoretischen Speicherpotenzial von 42 TWh für H₂. Die Ergebnisse der beiden Lagerstättendruckszenarien wirken sich nur nennenswert auf die Erdöllagerstätten aus, da sich die Druckänderung für Erdgaslagerstätten sowohl auf die Dichte des entnommenen Erdgases als auch des zu speichernden Fluids H₂ auswirkt und sich der Effekt somit weitestgehend ausgleicht. Da der volumetrische Anteil von Erdöllagerstätten nur 15-17% beträgt, unterscheiden sich die Gesamtspeicherkapazitäten der beiden Szenarien nur minimal (<5% Abweichung).

Für eine realistischere Betrachtung **UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON ARBEITSGASANTEILEN VON 30%, 45% UND 60% BEI DER H₂-SPEICHERUNG ERGIBT SICH EIN SPEICHERPOTENZIAL IN KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN VON 12.6 – 25.2 TWh FÜR H₂**. Der Anteil noch aktiver Förderfelder beträgt dabei nur 1.1 – 2.1 TWh. In den aktiven Gasspeichern steht für die Wasserstoffspeicherung bei Arbeitsgasanteilen von 30-60% ein H₂-Speicherpotenzial von 4.9 – 9.9 TWh zur Verfügung. Diese Abschätzung deckt sich mit den Energiedichteszenarios des HyUSPRE-Projekts (HyUSPRE 2025). Die jeweiligen Speicherpotenziale sind in Tabelle 2 aufgeschlüsselt.

Tabelle 2: Zusammenfassung der statischen Speicherpotenziale für H₂ in Kohlenwasserstofflagerstätten und Erdgasporenspeichern des Bayerischen Molassebeckens.

H ₂ -Speicherpotenzial						
Feldtyp	Volumetrische Betrachtung			Arbeitsgasanteil		
	Szenario 1	Szenario 2	Mittelwert	30%	45%	60%
#	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Erdölfelder	7,2	5,7	6,5	1,9	2,9	3,9
Erdgasfelder	15,8	15,5	15,6	4,7	7,0	9,4
Gasspeicher	16,5	16,4	16,4	4,9	7,4	9,9
Förderfeld (Öl)	0,7	0,7	0,7	0,2	0,3	0,4
Förderfeld (Gas)	2,8	2,8	2,8	0,8	1,3	1,7
Alle Felder	43,0	41,1	42,1	12,6	18,9	25,2

96% der Gesamtspeicherkapazität wird von den 25 größten Lagerstätten abgedeckt (Abbildung 6). Die aktiven Gasspeicher machen hierbei mit 39% (H₂) den Löwenanteil aus. **DIE FÜNF FELDER MIT DEN GRÖßTEN SPEICHERKAPAZITÄTEN SIND FÜR H₂ DIE BEIDEN GASSPEICHER BIERWANG UND BREITBRUNN-EGGSTÄTT, DIE AUSGEFÖRDERTEN GASFELDER WEITERMÜHLE-STEINKIRCHEN UND ALBACHING-RECHTMEHRING SOWIE DAS NOCH AKTIVE GASFÖRDERFELD INZENHAM-WEST** (Abbildung 6A).

Die für H₂ jeweils 25 größten Lagerstätten und Felder sind nach H₂-Speicherkapazität sortiert und nach Feldtyp (Erdgas, Erdöl, ausgefördert/aktiv, Gasspeicher) aufgeschlüsselt für das Druckszenario nach (Drews et al. 2018) in Abbildung 6 graphisch aufbereitet.

DIE LAGERSTÄTTEN MIT DEN GRÖßTEN SPEICHERKAPAZITÄTEN BEFINDEN SICH IM SÜDÖSTLICHEN BEREICH DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS (Abbildung 7). Insgesamt sind 95% der H₂-Speicherkapazität im südöstlichen Bereich des Bayerischen Molassebeckens verortet. Hier verlaufen auch die geplanten bzw. sich in Umsetzung befindlichen Leitungsnetzwerke für H₂ (Abbildung 7) (ehb 2025).

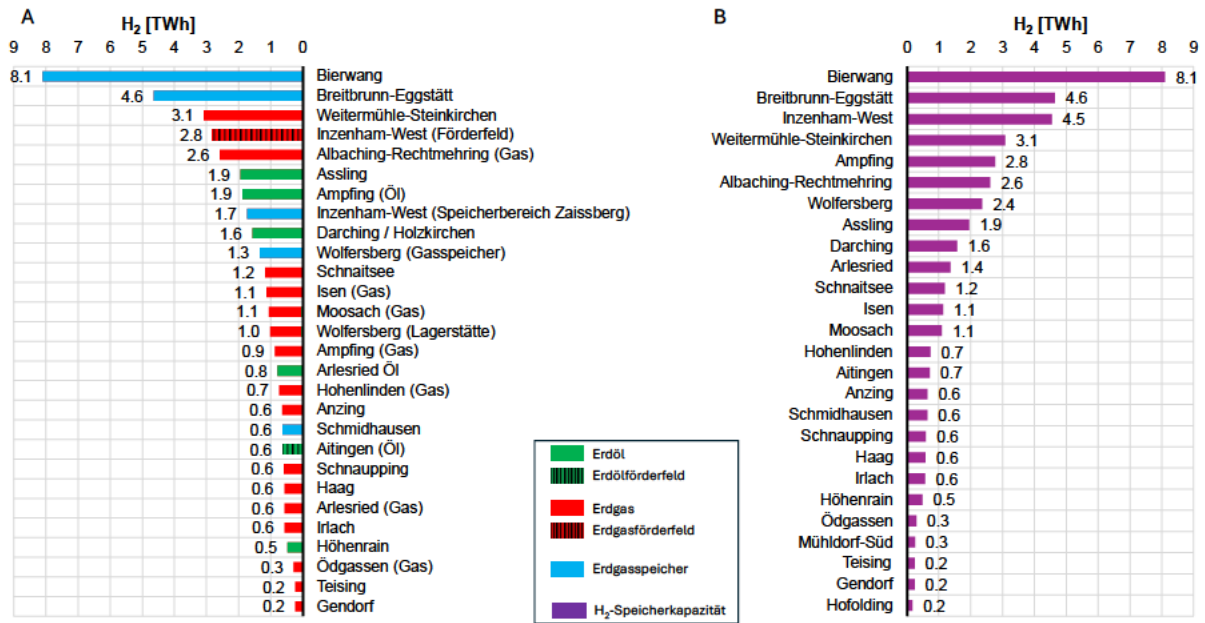


Abbildung 6: Berechnete statische H₂-Speicherkapazitäten für die jeweils 25 größten Felder für Szenario 1 (Lagerstättendrücke nach Drews et al. (2018)) sortiert nach H₂-Speicherkapazität. A: Statische Speicherkapazitäten für einzelne Lagerstätten farblich aufgeschlüsselt nach Lagerstättentyp. B: Für Erdöl und Erdgas gemeinsam betrachtete Speicherkapazitäten an den jeweiligen Feldlokationen. Wichtig: Arbeitsgasanteil und Flutungseffizienz werden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt!

Hochrechnung der statischen Speicherkapazität in salinaren Aquiferen

Unter der Annahme, dass sämtliche nicht-fündige Kohlenwasserstoffaufschlussbohrungen einen salinaren Aquifer in einem funktionierenden Speichersystem (Speichergestein, Barrieregestein, geologische Fallenstruktur) angetroffen haben, erweitert sich bei einem 10%-igen Arbeitsgasanteil das statische H₂-Speicherpotenzial um ca. 30 TWh, bzw. 125 TWh bei einem sehr optimistischen Arbeitsgasanteil von 45%. **DAS HIER HOCHGERECHNETE STATISCHE SPEICHERPOTENZIAL WIRD VON SEHR GROßEN UNSICHERHEITEN BEGLEITET, SOLL ABER AUF DAS MÖGLICHE SPEICHERPOTENZIAL IN SALINAREN AQUIFEREN AUFMERKSAM MACHEN. FÜR EINE BELASTBARE ABSCHÄTZUNG DER SPEICHERKAPAZITÄT IN SALINAREN AQUIFEREN SIND JEDOCH WEITERE UMFASSENDE GEOWISSENSCHAFTLICHE STUDIEN NOTWENDIG.**

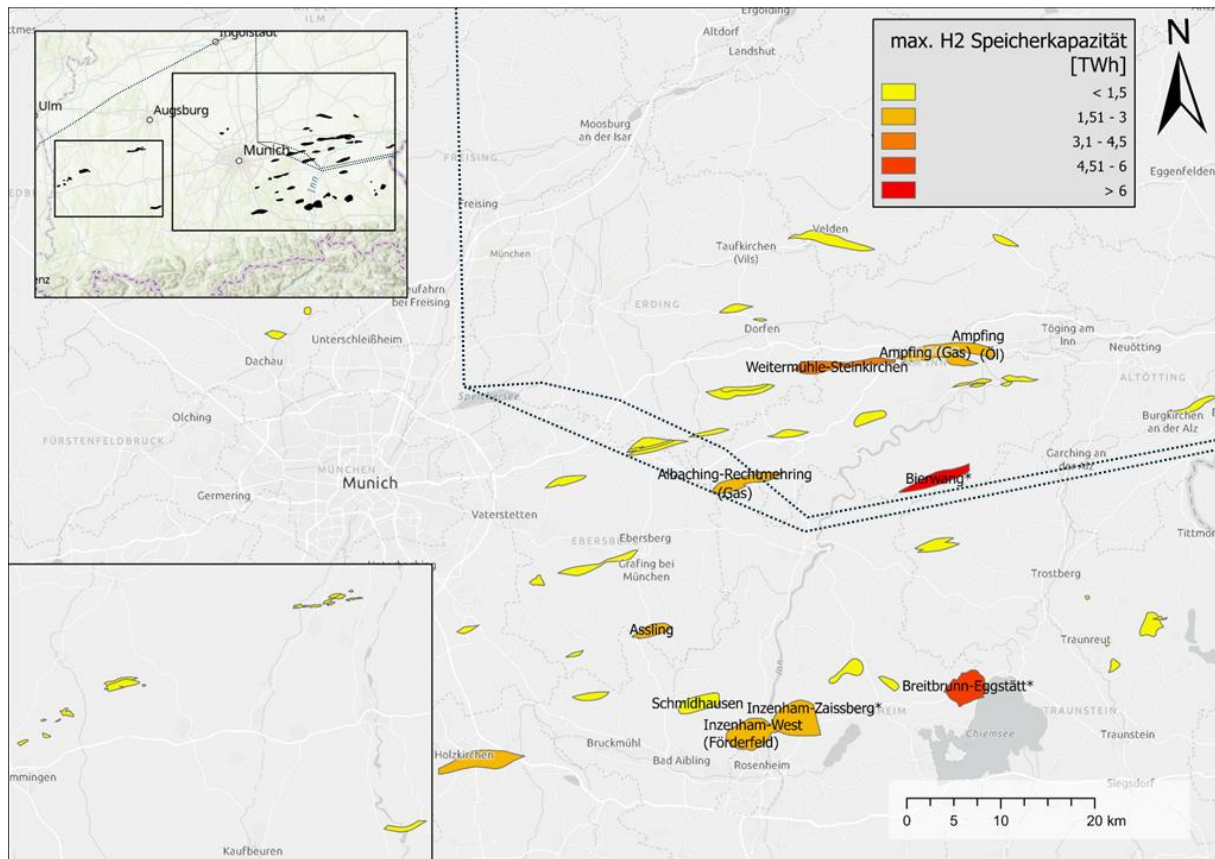
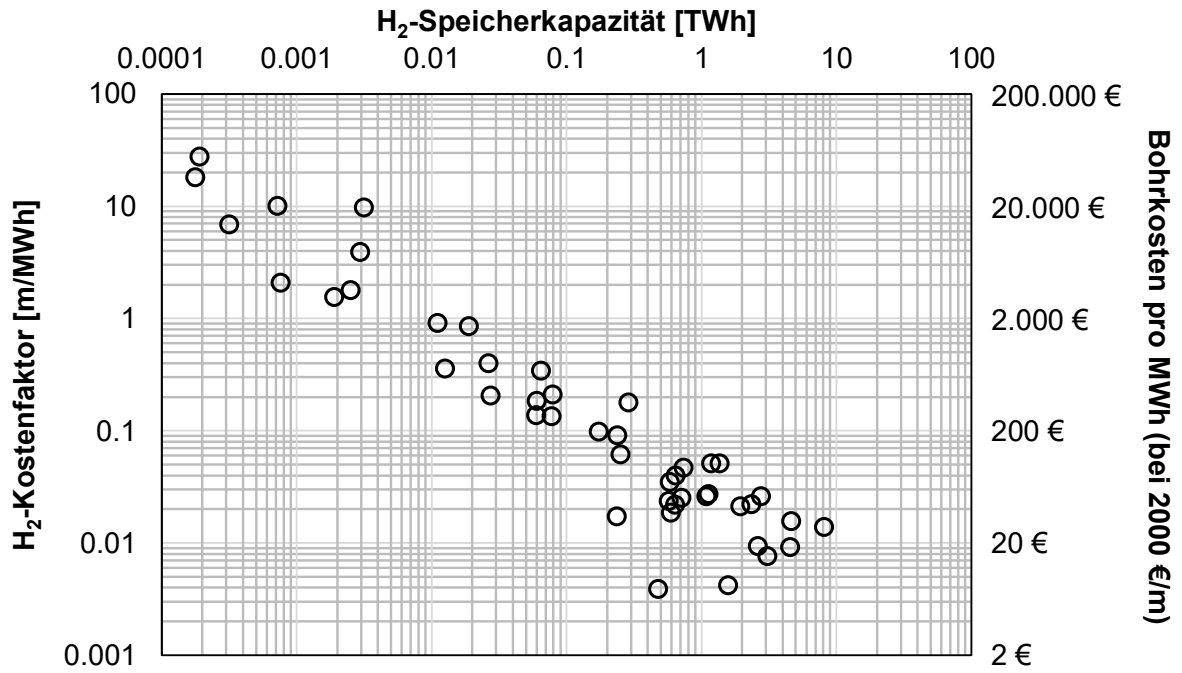


Abbildung 7: Statische Speicherkapazitäten und räumliche Verteilung der untersuchten Felder. Farbgebung nach H₂-Speicherkapazität (rot hoch, gelb niedrig). Die gestrichelten Linien zeigen den ungefähren Verlauf des geplanten H₂-Leitungsnetzwerks (ehb 2025).

Einfache wirtschaftliche Betrachtungen

Eine große Herausforderung der Speicherentwicklung in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten besteht im Umgang mit möglicherweise undichten Altbohrungen, die ein Leckagerisiko darstellen. Davon ausgehend, dass alle Altbohrungen zuvor eine Sanierung erfahren müssten, lassen sich für jede Lagerstätte die notwendigen Bohrmeter pro MWh (H₂-Speicherung) ermitteln. So können mit Annahmen für Bohrdurchschnittskosten erste wirtschaftliche Betrachtungen durchgeführt werden. Es zeigt sich dabei, dass **DIE FELDLOKATIONEN MIT DER GRÖßTEN SPEICHERKAPAZITÄT AM BESTEN ABSCHNEIDEN – DIE ANZAHL DER ALTBOHRUNGEN SPIELT DABEI NUR EINE UNTERGEORDNETE ROLLE**. Bei Bohrkosten von 2000 €/m ergeben sich mit Kostenfaktoren <0.02 m/MWh Gestehungskosten von 40 €/MWh für H₂ (Abbildung 8). **DIE FELDLOKATIONEN DIE DIESE BEDINGUNGEN ERFÜLLEN, SIND DIE ERDGASPORENSPEICHER BIERWANG, BREITBRUNN-EGGSTÄTT, INZENHAM-WEST (INKLUSIVE FÖRDERFELD) UND SCHMIDHAUSEN SOWIE DIE ERDGASLAGERSTÄTTEN ALBACHING-RECHTMEHRING, WEIERMÜHLE-STEINKIRCHEN UND IRLACH**, die sich allesamt im südöstlichen Bereich des Bayerischen Molassebeckens befinden.





Weitere Faktoren, die Einfluss auf die statische Speicherkapazität haben

Die hier dargelegte Abschätzung der statischen Speicherkapazitäten für H₂ geht mindestens von hydrostatischen Lagerstättendrücken aus. Diese könnten jedoch auch produktionsbedingt deutlich geringer ausfallen, was einerseits die Dichte des zu speichernden Fluids verringern würde und andererseits auch eine setzungsbedingte Reduzierung des Porenraums zur Folge haben könnte. Beide Faktoren würden die Speicherkapazität verringern. Weiter wurden die Zusammensetzungen von Erdöl und Erdgas gemittelt und als konstant angenommen, variieren aber zum Teil stark. Für Felder, die eine „leichtere“ bzw. „schwerere“ Zusammensetzung als das angenommene Mittel und somit geringere bzw. höhere Dichten von Erdöl und Erdgas aufweisen, würde die Speicherkapazität höher bzw. niedriger als berechnet ausfallen. **UM DIE UNSICHERHEITEN WEITER EINZUGRENZEN SIND UMFANGREICHERE STANDORTBEZOGENE STUDIEN NOTWENDIG.**

Die Speicherung von H₂ steht in Konkurrenz zu anderen Untergrundnutzungen, wie Geothermie oder die Speicherung anderer Gase. Ein potenzielles Speichersystem kann nur durch eine dieser Technologien genutzt werden, was sich wiederum verringern auf die Gesamtspeicherkapazität auswirkt. Weiter ist davon auszugehen, dass die Transformationszeit von fossilen Energieträgern hin zu Wasserstoff als primären Energieträger noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Bis dahin ist von einer weiteren Nutzung der Erdgasporenspeicher für die saisonale Erdgasspeicherung auszugehen. **DIE KONKURRIERENDE SITUATION VON H₂-SPEICHERUNG MIT DER SPEICHERUNG ANDERER GASE SOWIE MITTEL TieFER UND TIEFER GEOTHERMIE UND KOHLENWASSERSTOFFFÖRDERUNG UNTERSTREICHT DIE NOTWENDIGKEIT EINER LANGFRISTIG ANGELEGTEN UND GENAUEN PLANUNG DER UNTERGRUNDNUTZUNG IM BAYERISCHEN MOLASSEBECKEN.**

Zusammenfassung

IM F&E-PROJEKT SPEICHERCHECK WURDEN STATISCHE SPEICHERKAPAZITÄTEN FÜR WASSERSTOFF (H₂) IN ERDÖL- UND ERDGASLAGERSTÄTTEN SOWIE IN DEN AKTIVEN ERDGASSPEICHERN DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS (ALPENVORLAND) ABGESCHÄTZT. Hierzu wurden die ausgeförderten Erdöl- und Erdgasvolumina von 58 Lagerstätten (48 ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, 5 aktive Erdöl- und Erdgasförderfelder, 5 Erdgasporenspeicher) erfasst, um den durch die Förderung freigewordenen Porenraum der Lagerstätten zu ermitteln. Die darin speicherbaren Mengen von Wasserstoff wurden dann unter statischen Lagerstättenbedingungen berechnet. Die Ergebnisse sind weiter in eine einfache Hochrechnung der Speicherkapazität in porösen, salzwasserführenden Gesteinsschichten (salinare Aquifere) eingeflossen. Hierbei ist es wichtig zu verstehen, dass statische Speicherkapazitäten lediglich auf dem maximal bekannten Porenvolumen des Speichers und Erfahrungswerten zur Speichereffizienz basieren. Für die Speichereffizienz wurde für die H₂-Speicherung von Arbeitsgasanteilen von 30-60% ausgegangen. Die Unsicherheiten sind entsprechend hoch, die Gesamtspeicherkapazität wird sich mit weiteren Untersuchungen auf Grund neuer Informationen und insbesondere der Standortauswahl höchstwahrscheinlich verringern.

Für die H₂-Speicherung müssen die geologischen Speicherelemente Speichergestein, Barrieregestein sowie eine geologische Fallenstruktur vorhanden sein. **IM BAYERISCHEN MOLASSEBECKEN SIND FÜR DIE KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN DIE NOTWENDIGEN SPEICHERELEMENTE VORHANDEN, IM FALLE DER SPEICHERUNG IN SALINAREN AQUIFEREN MÜSSEN DIESE ERST NOCH NACHGEWIESEN WERDEN.** Die Kohlenwasserstofflagerstätten sind dabei in fast allen stratigraphischen Einheiten aufgeschlossen, mit einem Fokus auf die Kalk- und Sandsteine des Priaboniums und die Sandsteine des Chattiums und Aquitaniums. **SOWOHL FÜR KOHLENWASSERSTOFFLAGERSTÄTTEN ALS AUCH FÜR SALINARE AQUIFERE MÜSSEN JEDOCH DIE H₂-SPEZIFISCHEN HERAUSFORDERUNGEN, WIE LECKAGERISIKEN DURCH DAS BARRIEREGESTEIN, ENTLANG VON STÖRUNGEN ODER ALTBOHRUNGEN, FLUID-GESTEINS-INTERAKTIONEN IM SPEICHER- UND BARRIEREGESTEIN, MIKROBIELLE UMWANDLUNGEN VON H₂ UND DIE UNKONTROLLIERTE VERDRÄNGUNG VON KISSENGAS ODER SALINAREN WÄSSERN BERÜCKSICHTIGT UND IM RAHMEN EINER STANDORTCHARAKTERISIERUNG UND AUSWAHL UNTERSUCHT WERDEN.** Die für die H₂-Speicherung in Frage kommenden Speichergesteine sind auch für andere geoenergetische Anwendungen wie mitteltiefe und tiefe Geothermie, die Speicherung anderer Gase und Kohlenwasserstoffförderung potenzielle



Erschließungsziele. **DIE H₂-SPEICHERUNG STEHT SOMIT MIT DIESEN ANDEREN GEOENERGIEN IN KONKURRENZ, WAS DIE NOTWENDIGKEIT EINER LANGFRISTIG ANGELEGTE UND GENAUEN PLANUNG DER UNTERGRUNDNUTZUNG IM BAYERISCHEN MOLASSEBECKEN UNTERSTREICHT.**

DIE BERECHNUNG DER STATISCHEN SPEICHERKAPAZITÄTEN FÜR H₂ IN ERDÖL- UND ERDGASLAGERSTÄTTEN SOWIE DEN AKTIVEN GASSPEICHERN DES BAYERISCHEN MOLASSEBECKENS BETRAGEN JE NACH ARBEITSGASANTEIL 12.6 – 25.2 TWh. Die Lagerstätten mit den größten Speicherkapazitäten befinden sich im südöstlichen Bereich des Bayerischen Molassebeckens. Die fünf Felder mit den größten Speicherkapazitäten sind für H₂ die beiden Gasspeicher Bierwang und Breitbrunn-Eggstätt, die ausgeförderten Gasfelder Weitemühle-Steinkirchen und Albaching-Rechtmehring sowie das noch aktive Gasförderfeld Inzenham-West.

WEITERES SPEICHERPOTENZIAL IST IN SALINAREN AQUIFEREN ZU ERWARTEN. Das hier hochgerechnete statische Speicherpotenzial von 30-125 TWh wird aber von sehr großen Unsicherheiten begleitet, soll aber auf das mögliche Speicherpotenzial in salinaren Aquiferen aufmerksam machen. **FÜR EINE BELASTBARE ABSCHÄTZUNG DER SPEICHERKAPAZITÄT IN SALINAREN AQUIFEREN SIND JEDOCH WEITERE UMFASSENDE GEOWISSENSCHAFTLICHE STUDIEN NOTWENDIG.**

Erste einfache wirtschaftliche Betrachtungen, die von einer vollständigen Sanierung sämtlicher Altbohrungen pro Speicherlokation ausgehen, zeigen, dass die Lagerstätten mit der größten Speicherkapazität am besten abschneiden – die Anzahl der Altbohrungen spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle. Die Feldlokationen mit den darauf basierenden besten Voraussetzungen sind die Erdgasporenspeicher Bierwang, Breitbrunn-Eggstätt, Inzenham-West (inklusive Förderfeld) und Schmidhausen sowie die Erdgaslagerstätten Albaching-Rechtmehring, Weitemühle-Steinkirchen und Irlach.

Die Ergebnisse der vorgelegten Studie bieten eine erste Orientierung zum Speicherpotenzial für Wasserstoff im Bayerischen Molassebecken. **ALS EIN WESENTLICHES ERGEBNIS KANN FESTGEHALTEN WERDEN, DASS IN BAYERN EIN WEITER UNTERSUCHUNGSWÜRDIGES WASSERSTOFFSPEICHERPOTENZIAL EXISTIERT, DAS DURCHAUS MIT DEN KAPAZITÄTEN DER AKTIVEN SALZKAVERNENSPEICHER IN NORDDEUTSCHLAND VERGLICHEN WERDEN KANN.** In jedem Fall sind weitere standortspezifische oder regionale (salinare Aquifere) Untersuchungen notwendig, um die H₂-Speicherung im Bayerischen Molassebecken voranzutreiben. Die hier vorgelegte Studie stellt dafür einen Ausgangspunkt dar.



Anhang A: Berechnung statischer H₂-Speicherkapazitäten aus geförderten Erdöl- und Erdgasvolumina

Ermittlung der kumulativ ausgeförderten Volumina unter atmosphärischen Bedingungen an Erdöl, Kondensat, Ölgas und Erdgas für jede Lagerstätte

Die kumulativen Fördervolumina der jeweiligen Lagerstätten wurden uns über das Bayerische Landesamt für Umwelt mit zugehörigen Teufen vom Niedersächsischen Landesamt für Umwelt, Erdbau und Geologie Niedersachsen (LBEG) in Form eines Shape-Files zur Verfügung gestellt. Die hierin angegebenen Fördervolumina wurden mit den vom LBEG jährlich veröffentlichten Fördervolumina (LBEG Hannover und Geozentrum Hannover 2023b, 2023a, 1994) abgeglichen und im Falle von hier größeren dokumentierten kumulativen Fördervolumina ersetzt. Es gilt zu beachten, dass sich die kumulativen Fördervolumina der noch aktiven Förderfelder Aitingen (Öl), Hebertshausen (Öl), Inzenham-West (Gas), Lauben (Öl) und Schwabmünchen (Öl) jährlich ändern.

Abschätzung einer mittleren Dichte für Erdgas und Erdöl unter atmosphärischen Bedingungen

Die Erdgasdichte wurde dann unter atmosphärischen Standardbedingungen (Druck = 0,101325 MPa, Temperatur = 25°C) nach Peng und Robinson (1976) mit der Software „Loner PR“ (Bakker 2011b) berechnet. Die dafür notwendige Information zur Zusammensetzung der Gase stammt aus 20 Messungen zum Teil verschiedener Standorte und veröffentlichten Gaszusammensetzungen aus Boigk (1981). Für die Abschätzung der Erdgasdichte wurde dann eine gemittelte Zusammensetzung verwendet (Tabelle 3).

Tabelle 3: Gemittelte Zusammensetzung der natürlichen Erdgasvorkommen in Prozent.

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	N ₂	CO ₂	H ₂ S	H ₂
88,02	3,83	2,6	1,12	0,49	0,25	0,03	0,01	1,78	1,77	0,09	0,01

Da die Kondensatförderung im Bayerischen Molassebecken bei deutlich unter 1% liegt, wurden Erdöl und Kondensat zusammengefasst. Die Dichte von Erdöl und Kondensat unter atmosphärischen Bedingungen wurde auf 900 kg/m³ abgeschätzt (API 25) und entspricht in etwa der durchschnittlichen Dichte von gefördertem Erdöl im Bayerischen Molassebecken (Boigk 1981).

Abschätzung der Lagerstättenbedingungen (Druck und Temperatur)

Die Lagerstättentemperaturen wurden anhand des Geothermischen Informationssystems GeotIS (Agemar et al. 2014) bestimmt. Die in GeotIS in 200 m Abständen verfügbaren Temperaturangaben wurden linear interpoliert, um die Werte für die mittlere Lagerstättenteufe zu bestimmen.

Druck hat einen deutlich größeren Einfluss auf die Dichte von Erdgas und H₂, ist jedoch im Bayerischen Molassebecken aufgrund der qualitativ und quantitativ schlechten Datenlage mit großen Unsicherheiten behaftet (Shatyrbayeva et al. 2024; Shatyrbayeva et al. 2023). Für die Abschätzung des Lagerstättendrucks wurden deshalb zwei Szenarien berücksichtigt:

1. Lagerstättendruck nach Drews et al. (2018), die in Kartenwerken erdbeschleunigungsnormierte Druckgradientenbereiche bereitgestellt haben. Hier wurde an jeder Lagerstättenlokation der jeweils niedrigere Druckgradient gewählt, um möglichen förderbedingten Druckabsenkungen Rechnung zu tragen
2. Hydrostatischer Lagerstättendruck, der sich aus dem Produkt der mittleren Dichte des Formationswassers (hier 1000 kg/m³), der Erdbeschleunigung von 9,81 m/s² und der mittleren vertikalen Reservoirteufe unter Geländeoberkante ergibt



Abschätzung der Dichte von Erdgas, Erdöl und H₂ unter Lagerstättenbedingungen und Berechnung der speicherbaren Masse von H₂

Die Erdgasdichte unter Lagerstättenbedingungen wurde nach Peng und Robinson (1976) mit der Software „Loner PR“ (Bakker 2011b) berechnet. Die Dichte unter Lagerstättenbedingungen für reines Erdöl (und Kondensat) entspricht ebenfalls dem API 25 Standard, also 900 kg/m³. Die Dichte von H₂ unter Lagerstättenbedingungen wurden nach Leachman et al. (2009) mit der Software „Pures“ (Bakker 2011a) berechnet.

Im Anschluss werden die ausgeförderten Volumina, getrennt nach Erdöl und Erdgas, in die Volumina unter Lagerstättenbedingungen überführt. Die Erdgas-Volumina unter Lagerstättenbedingungen (V_{Erdgas_LB}) werden aus der Erdgasdichte unter atmosphärischen Bedingungen (ρ_{Erdgas_atm}) und unter Lagerstättenbedingungen (ρ_{Erdgas_LB}) sowie den geförderten Erdgas-Volumina unter atmosphärischen Bedingungen (V_{Erdgas_atm}) wie folgt berechnet:

$$V_{Erdgas_LB} = (V_{Erdgas_atm} \cdot \rho_{Erdgas_atm}) / \rho_{Erdgas_LB}$$

Für gefördertes Erdöl ist zuvor eine Volumenkorrektur, die Temperaturänderungen und Entgasung berücksichtigt, notwendig. Hierfür wird der Formations-Volumenfaktors für Erdöl B_0 nach Elkhatny und Mahmoud (2018) und Al-Marhoun (1992) ermittelt:

$$B_0 = 1 + a_1 \cdot R_s + a_2 \cdot R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + a_3 \cdot R_s \frac{T - 60}{1 - \gamma_o} + a_4 \cdot (T - 60)$$

mit:

R_s : Verhältnis von gelöstem Gas (Ölgas) zu (gefördertem) Öl [scf/bbl]

T : Temperatur auf Lagerstätten-Niveau [°F]

a_1 : $0.177342 \cdot 10^{-3}$

a_2 : $0.220163 \cdot 10^{-3}$

a_3 : $4.292580 \cdot 10^{-6}$

a_4 : $0.0528707 \cdot 10^{-3}$

Das Erdöl-Volumen unter Lagerstättenbedingungen ($V_{Erdöl_LB}$) berechnet sich schließlich aus:

$$V_{Erdöl_LB} = B_0 \cdot V_{Erdöl_atm} / \rho_{Erdöl_LB}$$

mit:

$V_{Erdöl_atm}$: Volumen des geförderten Erdöls unter atmosphärischen Bedingungen

$\rho_{Erdöl_LB}$: Dichte des geförderten Erdöls unter Lagerstättenbedingungen

Die speicherbaren Massen für H₂ lassen sich jetzt wie folgt bestimmen:

$$M_{H_2 \text{ Erdöl}} = (V_{Erdöl_LB} \cdot \rho_{H_2LB})$$

$$M_{H_2 \text{ Erdgas}} = (V_{Erdgas_LB} \cdot \rho_{H_2LB})$$

mit:

$M_{H_2 \text{ Erdöl}}$: Masse an speicherfähigem H₂ (Anteil Ölspeicher)

ρ_{H_2LB} : Dichte von H₂ unter Lagerstättenbedingungen

$M_{H_2 \text{ Erdgas}}$: Masse an speicherfähigem H₂ (Anteil Gasspeicher)



Literaturverzeichnis

- acatech (2018): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. Hg. v., München: Herbert Utz (acatech POSITION).
- Agemar, T.; Alten, J.; Ganz, B.; Kuder, J.; Kühne, K.; Schumacher, S.; Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS. In: *ZDGG* 165 (2), S. 129–144.
- Al-Marhoun, M. A. (1992): New Correlations For Formation Volume Factors Of Oil And Gas Mixtures. In: *Journal of Canadian Petroleum Technology* 31 (03). DOI: 10.2118/92-03-02.
- Bachmann, G. H.; Müller, M.; Weggen, K. (1987): Evolution of the Molasse Basin (Germany, Switzerland). In: *Tectonophysics* 137 (1-4), S. 77–92. DOI: 10.1016/0040-1951(87)90315-5.
- Bachmann, G.H; Müller, M. (1996): Die Entwicklung des süddeutschen Molassebeckens seit dem Variszikum: Eine Einführung. In: *Zeitschrift für Geologische Wissenschaften* 24, S. 3–20.
- Bakker, R. J. (2011a): Software Package "Fluids" 6.0. Helmholtz energy functions for pure gases surface tensions and viscosity models. Version 6.0: Fluid Inclusion Laboratory Leoben. Online verfügbar unter <https://fluids.unileoben.ac.at/Computer.html>, zuletzt geprüft am 05/2025.
- Bakker, R. J. (2011b): Software Package Fluids, version 2. Loner PR. Version 2: Fluid Inclusion Laboratory Leoben. Online verfügbar unter <https://fluids.unileoben.ac.at/Computer.html>, zuletzt geprüft am 05/2025.
- Bensing, Joel P.; Misch, David; Andiappan, Anitha; Pichler, Markus (2024): Gas exposure trials of the Hall Formation, Lehen Field, Austria: Laboratory simulations of gas-caprock-brine interactions in an underground hydrogen storage system. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 90, S. 1100–1111. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.10.067.
- BMWK (2023): Nationale Wasserstoffstrategie Update.
- Boigk, Heinz (1981): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland. ErdölprovinzenFelder, Förderung, Vorräte, Lagerstättentechnik. Stuttgart: Enke.
- Bundesregierung (2025): Bundes-Klimaschutzgesetz - KSG 2025. 1. Auflage. Berlin: epubli.
- Drews, M. C.; Bauer, W.; Caracciolo, L.; Stollhofen, H. (2018): Disequilibrium compaction overpressure in shales of the Bavarian Foreland Molasse Basin: Results and geographical distribution from velocity-based analyses. In: *Mar. Pet. Geol.* 92, S. 37–50.
- ehb (2025): European Hydrogen Backbone. Online verfügbar unter <https://ehb.eu/>.
- EID (2019): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. Underground Gas Storage in Germany. 2019_EID_German_HC-Storage_Capacity. In: *EEK* (11). DOI: 10.19225/191101.
- Elkatatny, Salaheldin; Mahmoud, Mohamed (2018): Development of new correlations for the oil formation volume factor in oil reservoirs using artificial intelligent white box technique. In: *Petroleum* (4), Artikel 2, S. 178–186. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.09.009.
- Gholami, Raof (2023): Hydrogen storage in geological porous media: Solubility, mineral trapping, H₂S generation and salt precipitation. In: *Journal of Energy Storage* 59, S. 106576. DOI: 10.1016/j.est.2022.106576.
- Gholami, Raof; Raza, Arshad; Iglauer, Stefan (2021): Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: A review. In: *Earth-Science Reviews* 223, S. 103849. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103849.
- Heinemann, Niklas; Alcalde, Juan; Miocic, Johannes M.; Hangx, Suzanne J. T.; Kallmeyer, Jens; Ostertag-Henning, Christian et al. (2021): Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges. In: *Energy Environ. Sci.* 14 (2), S. 853–864. DOI: 10.1039/D0EE03536J.



Hellerschmied, Cathrine; Schritter, Johanna; Waldmann, Niels; Zaduryan, Artur B.; Rachbauer, Lydia; Scherr, Kerstin E. et al. (2024): Hydrogen storage and geo-methanation in a depleted underground hydrocarbon reservoir. In: *Nat Energy* 9 (3), S. 333–344. DOI: 10.1038/s41560-024-01458-1.

HyUSPRe (2025): Hydrogen Underground Storage in Porous Reservoirs. EU Projekt. Online verfügbar unter <https://www.hyspre.eu/>.

Kuhlemann, J.; Kempf, O. (2002): Post-Eocene evolution of the North Alpine Foreland Basin and its response to Alpine tectonics. In: *Sediment. Geol.* 152 (1-2), S. 45–78. DOI: 10.1016/S0037-0738(01)00285-8.

Kühn, Michael (2011): Kapitel 5: Chancen und Risiken der CO₂-Speicherung (Ausgewählte Vorträge der 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte e.V.).

LBEG Hannover; Geozentrum Hannover (1994): Die Erdöl- und Erdgasförderung Deutschlands. von 1953 bis 1994. Hg. v. LBEG Hannover und Geozentrum Hannover. Hannover.

LBEG Hannover; Geozentrum Hannover (2023a): Die Erdgasförderung in Deutschland. von 1949 bis 2023. nach Feldern in Tabellenform. 49. Aufl. Hg. v. LBEG Hannover und Geozentrum Hannover. Hannover (GeoBerichte).

LBEG Hannover; Geozentrum Hannover (2023b): Die Erdölförderung Deutschlands. von 1874 bis 2023. nach Feldern in Tabellenform. 49. Aufl. Hg. v. LBEG Hannover und Geozentrum Hannover. Hannover (GeoBerichte).

Leachman, J. W.; Jacobsen, R. T.; Penoncello, S. G.; Lemmon, E. W. (2009): Fundamental Equations of State for Parahydrogen, Normal Hydrogen, and Orthohydrogen. In: *J. Phys. Chem. Ref. Data* (38), Artikel 3, S. 721–748. DOI: 10.1063/1.3160306.

Lemcke, K. (1973): Zur nachpermischen Geschichte des nördlichen Alpenvorlands. In: *Geologica Bavarica* 69, S. 5–48.

Lemcke, K. (1979): Dreissig Jahre Oel- und Gassuche im süddeutschen Alpenvorland. In: *Jahresberichte und Mitteilungen des Oberrheinischen Geologischen Vereins* 61, S. 305–317.

Leng, Jianqiao; Bump, Alex; Hosseini, Seyyed A.; Meckel, Timothy A.; Wang, Zhicheng; Wang, Hongsheng (2024): A comprehensive review of efficient capacity estimation for large-scale CO₂ geological storage. In: *Gas Science and Engineering* 126, S. 205339. DOI: 10.1016/j.jgsce.2024.205339.

Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland.

Peng, Ding-Yu; Robinson, Donald B. (1976): A New Two-Constant Equation of State. In: *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals* (15), Artikel 1, S. 59–64. DOI: 10.1021/i160057a011.

Pfiffner, O. A. (1986): Evolution of the north Alpine foreland basin in the Central Alps. In: *Foreland Basins*, S. 219–228.

RAG Austria AG (2017): Underground Sun Storage: Final Report. Online verfügbar unter No. <https://www.underground-sun-storage.at/en/public-relations/-/publications/publications-1.html>.

RAG Austria AG (2025): Seasonal electricity storage in the form of hydrogen ready for scale-up. Online verfügbar unter <https://www.uss-2030.at/en/public-relations/-/publications/press/details/article/seasonal-electricity-storage-in-the-form-of-hydrogen-ready-for-scale-up.html>, zuletzt geprüft am 06.04.2025.

Shatyrbayeva, Indira; Bohnsack, Daniel; Duschl, Florian; Drews, Michael C. (2023): Comparison and integration of pore pressure measurements and indicators from drilling data in a deep geothermal energy play in SE Germany. In: *Geoenergy* 1 (1), Artikel geoenergy2023-038. DOI: 10.1144/geoenergy2023-038.



Shatyrbayeva, Indira; Duschl, Florian; Drews, Michael C. (2024): Drilling data-calibrated shale compaction models for pore pressure evaluation from geophysical well logs in the North Alpine Foreland Basin, SE Germany. In: *PG 30* (3), Artikel petgeo2024-014. DOI: 10.1144/petgeo2024-014.

Skerbisch, L.; Misch, D.; Drews, M. C.; Arnberger, K.; Schuller, V.; Zamolyi, A. et al. (2025): Caprock integrity: A critical factor for carbon capture and storage in the Vienna Basin. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*.

Uniper (2025): HyStorage Projekt. Online verfügbar unter <https://www.uniper.energy/de/hystorage>.

Wallmann, Klaus; das GEOSTOR-Konsortium (2025): CO₂-Speicherung unter der deutschen Nordsee? Ergebnisse aus drei Jahren Forschung. GEOSTOR-Konsortium.

Williams, Harri A.; Heinemann, Niklas; Molnar, Ian L.; Mesquita L Veloso, Fernanda de; Gladding, Toni; Rashwan, Tarek L. (2025): Hydrogen storage in depleted gas reservoirs with carbon dioxide as a cushion gas: Exploring a lateral gas separation strategy to reduce gas mixing. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 102, S. 1116–1129. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.371.

Xiong, Ying; Hou, Zhengmeng; Xie, Heping; Zhao, Jinzhou; Tan, Xiucheng; Luo, Jiashun (2023): Microbial-mediated CO₂ methanation and renewable natural gas storage in depleted petroleum reservoirs: A review of biogeochemical mechanism and perspective. In: *Gondwana Research* 122, S. 184–198. DOI: 10.1016/j.gr.2022.04.017.

Zeng, Lingping; Vialle, Stephanie; Ennis-King, Jonathan; Esteban, Lionel; Sarmadivaleh, Mohammad; Sarout, Joel et al. (2023): Role of geochemical reactions on caprock integrity during underground hydrogen storage. In: *Journal of Energy Storage* 65, S. 107414. DOI: 10.1016/j.est.2023.107414.

